



TUGAS AKHIR - RF141501

**KARAKTERISASI RESERVOAR PADA FORMASI KARBONAT
MENGUNAKAN ANALISA INVERSI SIMULTAN DI
LAPANGAN “MAF”**

M. AFIF AFianto
NRP - 3712 100 017

Dosen Pembimbing

Wien Lestari, ST, MT
NIP. 19811002 201212 2003

Firman Syaifuddin, S.Si, MT
NIP. 19840911 201404 1001

JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
Surabaya 2017



TUGAS AKHIR - RF141501

**KARAKTERISASI RESERVOAR PADA FORMASI
KARBONAT MENGGUNAKAN ANALISA INVERSI
SIMULTAN DI LAPANGAN “MAF”**

M. AFIF AFianto
NRP - 3712 100 017

Dosen Pembimbing

Wien Lestari, ST, MT
NIP. 19811002 201212 2003

Firman Syaifuddin, S.Si, MT
NIP - 19840911 201404 1001

JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA
FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
Surabaya 2017

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN



UNDERGRADUATE THESIS - RF141501

**RESERVOIR CHARACTERIZATION FOR CARBONATE
FORMATION USING SIMULTANEOUS INVERSION
ANALYSIS IN “MAF” FIELD**

M. AFIF AFianto

NRP - 3712 100 017

Advisors

Wien Lestari, ST, MT

NIP. 19811002 201212 2003

Firman Syaifuddin, S.Si, MT

NIP - 19840911 201404 1001

JURUSAN TEKNIK GEOFISIKA

FAKULTAS TEKNIK SIPIL DAN PERENCANAAN

INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER

Surabaya 2017

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

KARAKTERISASI RESERVOAR PADA FORMASI KARBONAT MENGGUNAKAN ANALISA INVERSI SIMULTAN DI LAPANGAN “MAF”

TUGAS AKHIR

Diajukan untuk memenuhi sebagian persyaratan
Untuk memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Jurusan Teknik Geofisika
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Surabaya, 23 Januari 2017

Menyetujui:

Dosen Pembimbing 1,



Wien Lestari, ST, MT

NIP. 19811002 201212 2003

Dosen Pembimbing 2,



Firman Syarifuddin, S.Si, MT

NIP. 19840911 201404 1001

Mengetahui:

Kepala Laboratorium
Petrofisika



Wien Lestari, ST, MT

NIP. 19811002 201212 2003

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa isi sebagian maupun keseluruhan Tugas Akhir saya dengan judul “KARAKTERISASI RESERVOAR PADA FORMASI KARBONAT MENGGUNAKAN ANALISA INVERSI SIMULTAN DI LAPANGAN ‘MAF’” adalah benar-benar hasil karya intelektual mandiri, diselesaikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diizinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka.

Apabila ternyata pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku.

Surabaya, 23 Januari 2017

M. Afif Afianto
Nrp 3712100017

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

KARAKTERISASI RESERVOAR PADA FORMASI KARBONAT MENGGUNAKAN ANALISA INVERSI SIMULTAN DI LAPANGAN “MAF”

Nama Mahasiswa : M. Afif Afianto
NRP : 3712 100 017
Jurusan : Teknik Geofisika ITS
Dosen Pembimbing : Wien Lestari, ST, MT
Firman Syaifuddin, S.Si, MT

ABSTRAK

Dalam dunia interpretasi geofisika, metode inversi masih menjadi metode efektif untuk mengetahui karakterisasi dari reservoir yang diteliti. Dari berbagai macam metode inversi, dikenal salah satunya adalah Inversi Acoustic Impedance (AI), yang telah dikenal dan digunakan untuk karakterisasi reservoir, baik dalam membedakan litologi maupun fluida. Namun, keterbatasan dari inversi AI adalah ketika membedakan litologi maupun fluida pada formasi yang kompleks, yaitu karbonat. Karbonat memiliki karakteristik yang sulit untuk diprediksi dimana sering kali dijumpai memiliki nilai Impedansi dengan ambiguitas tinggi. Inversi Simultan menggunakan data seismik berupa *angle* yang terbagi kedalam *near*, *mid* dan *far angle*. Kemudian dilakukan inversi secara bersamaan menggunakan data *angle gather* dan *wavelet* hasil estimasi dari tiap range *angle stack*. Hasil yang didapatkan dari inversi ini adalah parameter Impedansi P, Impedansi S, Densitas dan rasio V_p/V_s , yang didapatkan melalui data gelombang P dan gelombang S. Pada penelitian ini dilakukan karakterisasi reservoir dengan menggunakan inversi simultan pada litologi karbonat di Formasi Ngimbang pada sumur AF2 dan AF3. Berdasarkan hasil yang diperoleh dari penelitian ini, diketahui bahwa zona target memiliki nilai Impedansi P antara 33208 – 43341 (ft/s)*(gr/cc), Impedansi S antara 16088 – 25790 (ft/s)*(gr/cc), dengan persebarannya berada pada barat laut dari sumur AF2.

Kata Kunci: Impedansi P, Impedansi S, Rasio V_p/V_s , Karbonat

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

RESERVOIR CHARACTERIZATION FOR CARBONATE FORMATION USING SIMULTANEOUS INVERSION ANALYSIS IN “MAF” FIELD

Name of Student : M. Afif Afianto
Student ID Number : 3712 100 017
Department : Teknik Geofisika ITS
Advisor Lecture : Wien Lestari, ST, MT
Firman Syaifuddin, S.Si, MT

ABSTRACT

In the Geophysics Interpretation field, Inversion Method was still become the effective method in order to determine reservoir characterization of the reservoir that were observed. There were various methods of inversion, one of them was known Acoustic Impedance (AI) Inversion, which used for reservoir characterization, both in distinguishing lithology and fluids. However, there was a limitation of AI Inversion in distinguishing lithology and fluid for the complex formation, such as carbonate. Carbonate had the characteristics that were difficult to predict which were often found to had an ambiguity value of impedance. Simultaneous Inversion, using seismic data in the form of angle, that were divided into near, middle and far angle stack. Then the inversion was performed simultaneously using the angle gather data using two wells, AF1 and AF2, with estimation wavelet from each angle stack range. The Simultaneous Inversion result which were obtained from the P-wave and S-wave were P Impedance, S Impedance, Density and the Vp/Vs ratio. Based on the result that were obtained, the target zone had the value of P Impedance between 33208 – 43341 (ft/s)*(gr/cc), S Impedance 16088 – 25790 (ft/s)*(gr/cc), and the oriented distribution was at North-West direction from Well AF2.

Keyword: P Impedance, S Impedance, Vp/Vs ratio, Carbonate.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Allah SWT karena atas rahmat-Nya laporan Tugas Akhir yang berjudul “KARAKTERISASI RESERVOAR PADA FORMASI KARBONAT MENGGUNAKAN ANALISA INVERSI SIMULTAN DI LAPANGAN “MAF” ” ini dapat terselesaikan.

Pelaksanaan dan penyusunan Laporan Tugas Akhir ini dapat terlaksanakan dengan baik, tidak terlepas dari bimbingan, bantuan, dan dukungan berbagai pihak. Pada kesempatan ini, penulis mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ayah, Ibu, dan semua keluarga berkat dukungan moril maupun materi selama penulis menjalani tugas akhir ini.
2. Bapak Dr. Widya Utama, DEA selaku ketua jurusan Teknik Geofisika ITS.
3. Ibu Wien Lestari ST, MT dan Bapak Firman Syaifuddin, S.Si, MT, selaku pembimbing di perguruan tinggi yang telah meluangkan banyak waktu untuk memberikan bimbingan dan arahan kepada penulis.
4. Bapak Farid Dasa Mariantono, S.Si, selaku mentor di Saka Indonesia Pangkah Ltd, yang telah membimbing dan memberikan banyak arahan selama penulis melakukan tugas akhir di perusahaan.
5. Seluruh dosen dan staf Departemen Teknik Geofisika ITS yang banyak memberikan ilmu dan membantu secara administrasi selama penulis melakukan studi di Departemen Teknik Geofisika ITS.
6. Seluruh teman-teman Teknik Geofisika ITS angkatan 2012 atas semangat dan dukungannya.
7. Semua pihak yang telah membantu yang tidak dapat dituliskan satu per satu.

Penulis menyadari bahwa penulisan dan hasil tugas akhir ini masih banyak kekurangan. Oleh karena itu, kritik dan saran yang membangun sangat diharapkan. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi penulis pribadi maupun bagi pembaca.

Surabaya, 23 Januari 2017

M. Afif Afianto

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

DAFTAR ISI

| | |
|--|-------------------------------------|
| LEMBAR PENGESAHAN TUGAS AKHIR | Error! Bookmark not defined. |
| PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR | viii |
| ABSTRAK | x |
| ABSTRACT | xii |
| KATA PENGANTAR | xiv |
| DAFTAR ISI | xvi |
| DAFTAR GAMBAR | xviii |
| BAB I PENDAHULUAN | 1 |
| 1.1. Latar Belakang | 1 |
| 1.2. Perumusan Masalah | 2 |
| 1.3. Batasan Masalah | 2 |
| 1.4. Tujuan Penelitian | 2 |
| 1.5. Manfaat Penelitian | 3 |
| BAB II TINJAUAN PUSTAKA | 5 |
| 2.1. Geologi Regional | 5 |
| 2.2. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara | 7 |
| 2.3. <i>Petroleum System</i> Cekungan Jawa Timur Utara | 10 |
| 2.4. Konsep Dasar Seismik Refleksi | 11 |
| 2.5. Resolusi Vertikal | 12 |
| 2.6. Sintetik Seismogram | 13 |
| 2.7. Well Seismic Tie | 14 |
| 2.8. Analisa Crossplot Properti Log | 15 |

| | |
|---|----|
| 2.9. Seismik Inversi | 16 |
| 2.9.1. Inversi Model Based | 16 |
| 2.9.2. Inversi Recursive | 16 |
| 2.9.3. Inversi Sparse Spike | 17 |
| 2.10. Inversi Simultan | 17 |
| BAB III METODOLOGI PENELITIAN | 21 |
| 3.1. Diagram Alir Penelitian | 21 |
| 3.2. Data Seismik | 22 |
| 3.3. Precondition Data Seismik | 22 |
| 3.4. Data Sumur | 28 |
| 3.5. <i>Pre-condition</i> Data Sumur (Analisa Sensitivitas) | 29 |
| 3.6. <i>Well Seismic Tie</i> | 33 |
| 3.7. Analisa Resolusi Data Seismik | 40 |
| 3.8. Model Inisial | 41 |
| 3.9. Analisa Inversi (<i>Pre-Inversion Analysis</i>) | 45 |
| 3.10. Inversi Simultan | 48 |
| BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN | 51 |
| 4.1. Analisa Crossplot | 51 |
| 4.2. Analisa Hasil Inversi Simultan | 53 |
| BAB V KESIMPULAN DAN SARAN | 57 |
| 5.1. Kesimpulan | 57 |
| 5.2. Saran | 57 |
| DAFTAR PUSTAKA | 59 |
| PROFIL PENULIS | 61 |

DAFTAR GAMBAR

| | |
|--|----|
| Gambar 2.1 Geologi Regional Jawa Timur Utara. | 6 |
| Gambar 2.2 Pembentukan struktur cekungan Jawa Timur. | 6 |
| Gambar 2.3 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara. | 10 |
| Gambar 2.4 Ilustrasi Perhitungan <i>tunning thickness</i> | 13 |
| Gambar 2.5 Ilustrasi Sintetik Seismogram, hasil konvolusi RC dengan <i>Wavelet</i> | 14 |
| Gambar 2.6 Contoh data seismik yang telah dilakukan Sumur Seismic Tie. | 15 |
| Gambar 2.7 Pengelompokkan Metoda Seismik Inversi. | 20 |
| | |
| Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian. | 21 |
| Gambar 3.2 <i>Basemap</i> dari data seismik. | 22 |
| Gambar 3.3 Proses analisa <i>spectrum amplitude</i> | 23 |
| Gambar 3.4 Data seismik sebelum dan setelah dilakukan <i>filtering</i> | 24 |
| Gambar 3.5 Data seismik yang telah dilakukan <i>super gather</i> | 25 |
| Gambar 3.6 Data seismik sebelum dan sesudah dilakukan <i>trim static</i> | 26 |
| Gambar 3.7 Data seismik berupa <i>angle gather</i> | 27 |
| Gambar 3.8 a) Data <i>partial angle stack</i> untuk <i>near angle</i> (3 – 16 derajat), (b) untuk <i>far angle</i> (17 – 30 derajat). | 28 |
| Gambar 3.9 Crossplot antara p-wave dan densitas pada sumur AF2. | 30 |
| Gambar 3.10 Crossplot antara Impedansi P dan S pada AF2. | 31 |
| Gambar 3.11 Crossplot antara Vp/Vs dan Impedansi P pada AF2. | 31 |
| Gambar 3.12 Crossplot antara P-wave dan Densitas pada AF3. | 32 |
| Gambar 3.13 Crossplot antara Impedansi P dan Impedansi S pada AF3. | 33 |
| Gambar 3.14 Koreksi checkshot pada sumur AF2. | 34 |
| Gambar 3.15 Wavelet yang digunakan dari ekstraksi data seismik. | 35 |
| Gambar 3.16 (a) <i>Well Seismic Tie</i> pada Sumur AF2 untuk <i>near angle</i> , (b) untuk <i>far angle stack</i> | 36 |
| Gambar 3.17 Well Seismic Tie pada sumur AF3. | 38 |
| Gambar 3.18 (a) <i>Well Seismic Tie</i> pada Sumur AF2, (b) pada Sumur AF3. | 39 |
| Gambar 3.19 Analisa <i>tunning thickness</i> | 41 |

| | |
|---|----|
| Gambar 3.20 Alur pengerjaan Inversi Simultan pada penelitian ini..... | 42 |
| Gambar 3.21 (a) Model Zp, (b) Model Zs dan (c) Model Zd pada Sumur AF2. | 44 |
| Gambar 3.22 (a) Model Zp, (b) Model Zs dan (c) Model Zd pada Sumur AF3. | 45 |
| Gambar 3.23 <i>Wavelet</i> yang digunakan pada tahap inversi. | 46 |
| Gambar 3.24 Crossplot antara $\ln(Z_p)$, $\ln(Z_s)$ dan $\ln(Z_d)$ | 46 |
| Gambar 3.25 (a) Analisa Inversi pada Sumur AF2, (b) pada Sumur AF3. | 47 |
| Gambar 3.26 (a) Volume Zp dan (b) Volume Zs pada Sumur AF2. | 48 |
| Gambar 3.27 Volume Zp pada Sumur AF3..... | 49 |
| | |
| Gambar 4.1 Volum Impedansi P pada sumur AF3..... | 51 |
| Gambar 4.2 Crossplot Saturasi air dengan Impedansi P pada AF3. | 52 |
| Gambar 4.3 Analisa crossplot untuk menentukan parameter Impedansi P dan Impedansi S dari zona target pada AF2. | 53 |
| Gambar 4.4 Zona pada volume Impedansi P yang diduga sebagai reservoir pada Formasi Ngimbang..... | 54 |
| Gambar 4.5 Zona pada volume Impedansi S yang diduga sebagai reservoir pada Formasi Ngimbang..... | 54 |
| Gambar 4.6 Slice Map zona target pada Impedansi P..... | 55 |
| Gambar 4.7 Slice Map zona target pada Impedansi P..... | 55 |
| Gambar 4.8 Slice Map perkalian Impedansi P dan Impedansi S pada zona target. | 56 |

DAFTAR TABEL

| | |
|--|----|
| Tabel 3.1 Informasi masing – masing data sumur. | 29 |
|--|----|

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Sumber Daya Energi Minyak dan Gas masih menjadi pemegang peran penting untuk ketahanan energi di dunia. Eksplorasi terus dilakukan untuk memenuhi kebutuhan energi yang semakin bertambah.

Sejalan dengan kebutuhannya yang semakin bertambah, teknologi dalam eksplorasi Sumber Daya Minyak dan Gas pun terus dikembangkan. Hal tersebut termasuk juga dalam metode yang dipakai didalamnya, salah satunya yaitu di bidang geofisika. Bidang geofisika memiliki cakupan yang sangat luas dalam hal eksplorasi, salah satunya yaitu interpretasi seismik. Pengembangan-pengembangan yang bertujuan untuk mendapatkan hasil yang lebih optimal dan akurat, seperti struktur bawah permukaan serta karakteristik reservoirnya terus dikembangkan di dalam dunia interpretasi geofisika, diantaranya adalah dengan Metode Inversi.

Metode Inversi biasa digunakan untuk menganalisa karakterisasi reservoir. Terdapat berbagai macam jenis metoda inversi, tergantung dari data yang digunakan. Salah satu Metode Inversi yang cukup terkenal dan sering digunakan dalam interpretasi adalah Inversi Simultan (*Simultaneous Inversion*). Metode ini bekerja dengan memanfaatkan data seismik berupa *pre-stack gather*, dengan fungsi jarak menggunakan *angle*, sehingga harus dilakukan proses *precondition* data terlebih dahulu. Model yang dibuat berupa Impedansi P, Impedansi S dan Densitas. Inversi Simultan dikelompokkan sebagai *Pre-Stack Inversion*. Perbedaan *Pre-Stack Inversion* dengan *Post-Stack Inversion* terletak pada keunggulannya dalam membuat volume dari parameter – parameter yang sensitif terhadap litologi maupun fluida seperti Impedansi P, Impedansi S, rasio V_p/V_s , $\Lambda - \rho$ & $\mu - \rho$, hingga *Poisson Ratio* dengan memanfaatkan data *Pre-Stack* tentunya.

Pembelajaran mengenai pengembangan metode tersebut harus terus dilakukan tidak terkecuali bagi mahasiswa karena memiliki peranan sangat penting di masa depan terkait pengembangan – pengembangan tersebut. Keterrampilan seperti *hardskill* dan *softskill* di bidang *Oil and Gas* masih sangat diperlukan mahasiswa sebagai bekal untuk menghadapi industri Migas mendatang. Banyak problematika kompleks di industri Migas yang perlu diketahui mahasiswa sebagai *pioneer* masa depan agar tidak kalah bersaing nantinya.

Pada penelitian Tugas Akhir ini, penulis mengambil judul yaitu “KARAKTERISASI RESERVOAR PADA FORMASI KARBONAT MENGGUNAKAN ANALISA INVERSI SIMULTAN DI LAPANGAN “MAF” “. Metode Inversi Simultan diyakini sangat efektif untuk mendapatkan informasi berupa parameter penting seperti Impedansi P dan Impedansi S pada zona target yang nantinya akan berguna dalam analisa karakteristik reservoir untuk menentukan persebaran dari zona terindikasi reservoir karbonat sesuai dengan tujuan dari penelitian Tugas Akhir ini.

1.2. Perumusan Masalah

Berdasarkan uraian latar belakang diatas maka timbul beberapa permasalahan, yaitu.

1. Bagaimana menentukan parameter Impedansi P dan Impedansi S pada reservoir karbonat menggunakan Inversi Simultan?
2. Bagaimana menentukan persebaran reservoir karbonat pada daerah penelitian berdasarkan parameter Impedansi P dan Impedansi S

1.3. Batasan Masalah

Batasan masalah pada penelitian tugas akhir ini adalah.

1. Penelitian ini dilakukan dengan memanfaatkan dua sumur, dimana hanya salah satu sumur saja yang memiliki data gelombang S asli.
2. Penelitian ini dilakukan dengan data seismik berupa *Pre-Stack Gather* 3D, yang telah dilakukan proses koreksi NMO dan *muting* sebelumnya, sehingga proses *precondition* data seismik dilakukan mulai dari tahap setelahnya.
3. Interpretasi untuk parameter Impedansi S dilakukan hanya pada sumur yang memiliki data gelombang S asli saja.

1.4. Tujuan Penelitian

Tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian tugas akhir ini adalah.

1. Menentukan parameter Impedansi P dan Impedansi S pada reservoir karbonat menggunakan Inversi Simultan.
2. Menentukan persebaran reservoir karbonat pada daerah penelitian berdasarkan parameter Impedansi P dan Impedansi S.

1.5. Manfaat Penelitian

Manfaat yang ingin dicapai dalam penelitian tugas akhir ini adalah.

1. Bagi Penulis
 - a. Mengetahui kerja Inversi Simultan untuk karakterisasi reservoir.
 - b. Dapat pendalaman ilmu yang telah didapat di bangku kuliah ke dalam dunia kerja terutama di bidang "*Oil and Gas*"
 - c. Sebagai bekal dan pengalaman bagi mahasiswa dimana kerja tim sangat diperlukan untuk meningkatkan kemampuan dan kompetensi dalam bidang tersebut.
2. Bagi instansi dimana penulis melakukan penelitian.
 - a. Sebagai peran serta instansi perusahaan terkait dalam mendukung pengembangan di dunia pendidikan.
 - b. Terjalinnya hubungan yang baik antara instansi perusahaan dan perguruan tinggi negeri.

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

BAB II

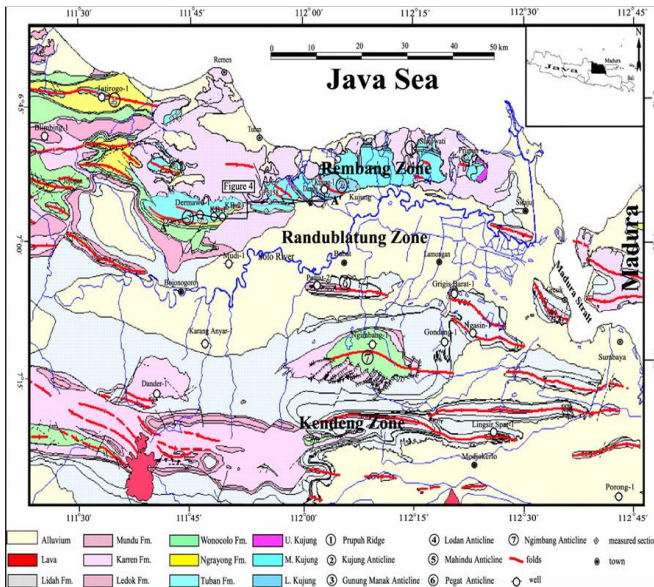
TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Geologi Regional

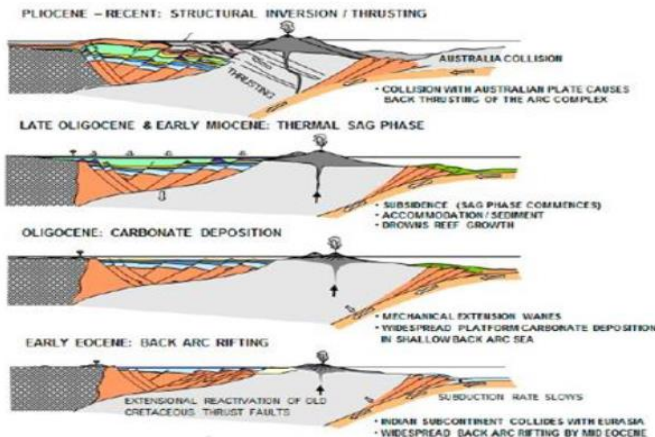
Pada masa Cenozoik, cekungan Jawa Timur dipengaruhi oleh pergerakan relatif dari lempeng India, Eurasia, dan Australia dan mengalami interaksi kompleks dengan karakteristik gaya kompresional dengan sudut rendah dan pembalikan dari lapisan ekstensional yang lebih tua. Formasi Ngimbang menandai *onset* dari sedimentasi tersier pada cekungan Jawa Timur dengan distribusi dari sedimen Formasi Ngimbang bagian bawah dikontrol oleh konfigurasi pra-tersier yang membentuk setengah *graben* mengarah timur-barat. Formasi Ngimbang bagian bawah diperkirakan *shallow to marine fluvio-deltaic* dan diisi oleh sedimen klastik *lacustrine*. Formasi ini merupakan sumber hidrokarbon potensial yang penting pada cekungan Jawa Timur yang berdasarkan data geokimia mengindikasikan sumber minyak (SIPL, 2012). Sedimentasi Formasi Ngimbang berlanjut sampai awal Oligosen dengan pengendapan shale, *claystone*, sedikit karbonat secara transgresi dari Formasi Ngimbang bagian atas.

Pada akhir Oligosen, Formasi Kujung diendapkan diatas Formasi Ngimbang dan berada pada tinggian basement pra-tersier dengan *reefal build-up* telah berkembang diseluruh area Jawa Timur. Sebagian *reef* berkembang di sekitar tepi pusat cekungan dengan tipe *reef-pinnacle* yang terjadi di cekungan laut dalam dimana sedimen yang terendapkan dominan *argillaceous chalky limestones*, *claystones* dan *marls*. Perkembangan dari *reefal* karbonat berhenti pada beberapa area pada akhir pengendapan Formasi Kujung yang kemungkinan disebabkan oleh kondisi air laut yang tidak memungkinkan. Di area lain, reef Formasi Kujung terus berkembang sampai awal Miosen (Formasi Tuban).

Pada awal Miosen, Formasi Tuban ditandai dengan perubahan endapan karbonat dari Formasi Kujung menjadi endapan siliklastik berbutir halus selama fase regresi. Sedimentasi klastik berlanjut hingga akhir Miosen dengan endapan *deep water claystones* dari Formasi Wonocolo yang disebabkan oleh kejadian tektonik kompresional utamayang menyebabkan pengangkatan dan pembalikan cekungan pada akhir Miosen. Kejadian tektonik ini menyebabkan beberapa siklus regresi dan transgresi sampai Plio-Pleistosen yang dikontrol oleh busur vulkanik bagian selatan.



Gambar 2.1 Geologi Regional Jawa Timur Utara.



Gambar 2.2 Pembentukan struktur cekungan Jawa Timur.

Berdasarkan evolusi struktur geologi pada cekungan Jawa Timur diawali terjadinya pemisahan (*rifting*) pada awal Eosen yang membentuk *half graben basement* yang menjadi dasar dari cekungan

Jawa Timur. Pada Eosen tengah sampai awal Oligosen, terjadi peningkatan muka air laut (transgresi) dan karbonat mulai terendapkan diseluruh cekungan baik berupa platform maupun berupa gundukan pada daerah tinggian dimana air laut terisolir.

Pada akhir Oligosen sampai awal Miosen, muka air laut semakin meningkat yang menyebabkan sebagian besar karbonat yang terbentuk di seluruh cekungan tenggelam sehingga karbonat tidak dapat tumbuh dan mati. Akan tetapi, karbonat yang terbentuk pada tinggian dari basement relatif masih dapat tumbuh sehingga membentuk reefal karbonat. Pada akhir Miosen hingga Pliosen tengah, terjadi gaya kompresi yang menyebabkan pembalikan struktur dan lipatan yang mengarah ke utara

2.2. Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara

Secara regional, stratigrafi pada daerah Cepu dan sekitarnya tersusun atas sepuluh formasi (Pringgoprawiro, 1983), yaitu Formasi Kujung, Prupuh, Tuban, Tawun, Ngrayong, Bulu, Wonocolo, Ledok, Mundu dan Lidah.

2.2.1 Formasi Tuban

Formasi Tuban tersusun atas napal pasir berwarna putih abu-abu, semakin ke atas berubah menjadi endapan batu lempung biru kehijauan dengan sisipan batu gamping berwarna abu-abu kecoklatan yang kaya akan foraminifera orbitoid, koral, dan alga. Semakin ke atas berubah menjadi batu gamping pasir berwarna putih kekuningan hingga coklat kekuningan (Pringgoprawiro, 1983). Umur dari Formasi Tuban adalah Miosen awal bagian tengah. Formasi Tuban memiliki rasio planktonik bentonik berkisar 20% - 30%, diendapkan pada lingkungan sublittoral (Pringgoprawiro, 1983).

2.2.2 Formasi Kujung

Formasi Kujung tersingkap pada bagian timur dari zona Rembang. Umur Formasi Kujung adalah Oligosen atas. Pada daerah ini, Formasi Kujung dapat dibagi menjadi tiga bagian: bagian bawah adalah reefal, bagian tengah adalah perselingan lempung dan kapur, bagian atas adalah perselingan lempung, kapur, dan karbonat turbidit. Pada bawah permukaan, pada daerah tertentu, bagian tengah dan atas Formasi Kujung secara lateral adalah karbonat reefal. Batas atas dari Formasi Kujung adalah transisi hingga laut dangkal Formasi Tuban. Interval Formasi Kujung terdiri dari dua

litofasies utama, yaitu fasies gundukan atau karbonat laut dangkal dan fasies bukan gundukan atau karbonat laut dalam, kapur, dan lempung.

Perluasan dari Formasi bawah Kujung diwakili oleh alga merah, karbonat kaya akan koral dengan perselingan wackestone sampai grainstone. Litologi ini berwarna putih kekuningan sampai putih kecoklatan dan sangat tebal. Formasi Kujung memiliki rasio planktonik bentonik berkisar 60%-70% diendapkan pada lingkungan laut terbuka pada kedalaman berkisar antara 200-500m atau bathyal atas (Pringgoprawiro, 1983).

2.2.3 Formasi Ngrayong

Formasi Ngrayong berumur Miosen tengah. Pada Formasi ini dijumpai adanya batu pasir kuarsa berukuran halus pada bagian bawah dan menjadi kasar pada bagian atas dan terkadang gampingan (Pringgoprawiro, 1983). Batu pasir ini sebelumnya disebut sebagai anggota Ngrayong dari Formasi Tawun, tetapi kemudian disebut sebagai Formasi Ngrayong.

Pasir Ngrayong diendapkan dalam fase regresif dari lingkungan laut dangkal zona neritik pinggir hingga rawa-rawa pada waktu Miosen Tengah (Poedjoprajitno dan Djuhaeni, 2006). Ketebalan keseluruhan Pasir Ngrayong adalah sangat beragam, di sebelah utara mencapai 800 – 1000 meter, sedangkan di sebelah selatan mencapai 400 meter (Poedjoprajitno dan Djuhaeni, 2006). Formasi Ngrayong kontak dengan batugamping Formasi Tawun pada bagian bawah dan dibagian atas ditutupi oleh batugamping Formasi Bulu (Poedjoprajitno dan Djuhaeni, 2006).

2.2.4 Formasi Wonocolo

Formasi Wonocolo memiliki lokasi tipe di sekitar Wonocolo, Cepu. Satuan ini tersusun oleh napal, napal lempungan, hingga napal pasir, yang kaya akan foraminifera plankton, terdapat sisipan kalkarenit dengan tebal lapisan 5 – 20 cm (Pringgoprawiro, 1983). Formasi Wonocolo memiliki tebal 89 – 600 meter, diendapkan pada Miosen Akhir bagian bawah - Miosen Akhir bagian tengah atau pada Zonasi Blow N15 – N16 (Pringgoprawiro, 1983). Formasi Wonocolo memiliki rasio planktonik bentonik 60 – 80%, diendapkan pada lingkungan laut terbuka dengan kedalaman 100 – 500 meter atau pada zona batimetri neritik luar – batial atas. Formasi Wonocolo ditutupi oleh Formasi Ledok di atasnya secara selaras (Pringgoprawiro, 1983).

2.2.5 Formasi Ledok

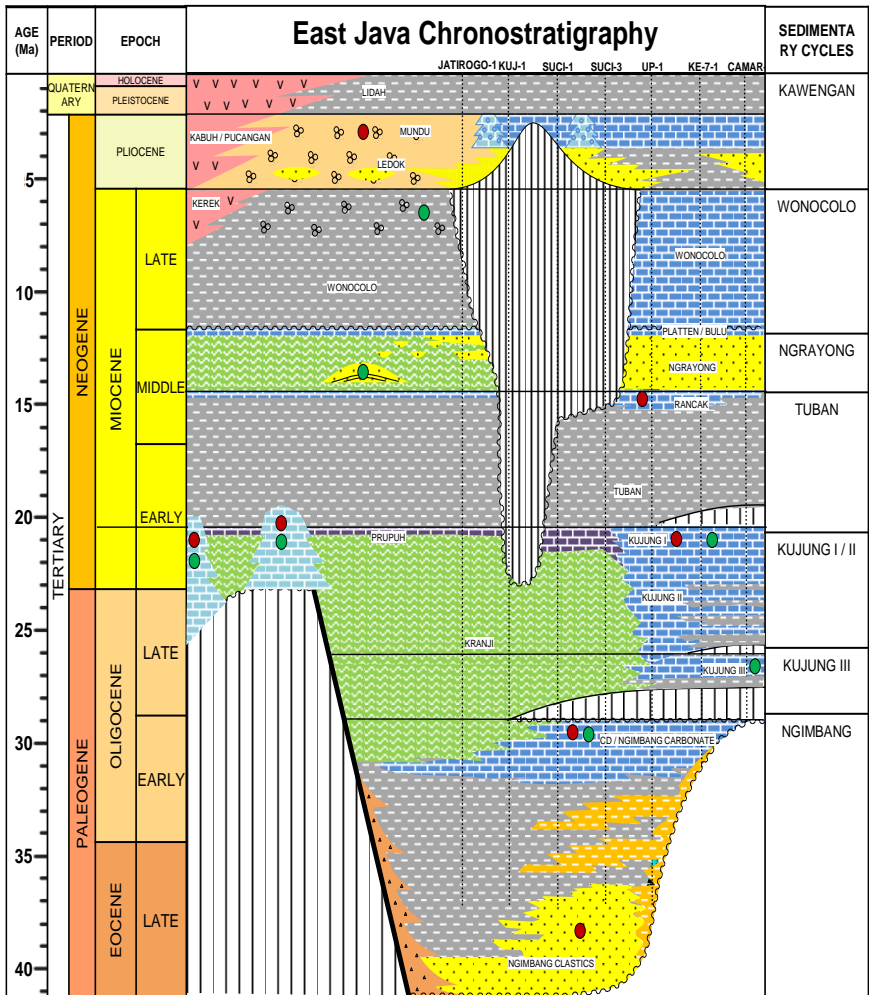
Formasi Ledok memiliki lokasi tipenya di Desa Ledok, Cepu. Formasi Ledok tersusun atas perulangan napal pasiran dan kalkarenit, dengan napal dan batupasir. Bagian atas dari satuan ini dicirikan batupasir dengan konsentrasi glaukonit. Kalakarenitnya sering memperlihatkan perlapisan silang-siur (Pringgoprawiro, 1983). Berdasarkan fosil foram planktonik *Globorotalia pleistumida* yang ditemukan, umur Formasi Ledok adalah Miosen Akhir bagian atas atau pada Zonasi Blow N17 – N18 (Pringgoprawiro, 1983). Formasi Ledok memiliki rasio planktonik bentonik 30 – 47%, diendapkan pada lingkungan neritik luar dengan kedalaman 100 – 200 meter (Pringgoprawiro, 1983).

2.2.6 Formasi Mundu

Formasi Mundu memiliki lokasi tipe di Kali Kalen, Desa Mundu, Cepu. Formasi Mundu terdiri dari napal yang kaya foraminifera planktonik, tidak berlapis. Bagian paling atas dari satuan ini ditempati oleh batugamping pasiran yang kaya foraminifera planktonik. Bagian atas dari Formasi Mundu ini disebut Anggota Selorejo, terdiri dari perselingan batugamping pasiran dan napal pasiran (Pringgoprawiro, 1983). Penyebarannya cukup luas, dengan ketebalan 75m – 342m. Berdasarkan fosil foraminifera planktonik yang ditemukan, umur Anggota Selorejo adalah Pliosen atau pada Zonasi Blow N18 – N20 (Pringgoprawiro, 1983).

2.2.7 Formasi Lidah

Formasi Lidah terdiri atas satuan batulempung biru tua, masif, tidak berlapis. Satuan ini dapat dipisahkan menjadi bagian atas, tengah, bawah. Pada bagian bawah Formasi Lidah merupakan satuan batulempung berwarna biru (Anggota Tambakromo). Bagian atasnya terdiri batulempung dengan sisipan napal dan batupasir kuarsa mengandung glaukonit (Anggota Turi). Di daerah Antiklin Kawengan kehadiran dua satuan ini dipisahkan dengan suatu satuan batugamping *cocquina* terdapat cangkangcangkang moluska (Anggota Malo). Umur formasi ini Pliosen Atas – Pleistosen Bawah, diendapkan di lingkungan laut tertutup, dan berangsur-angsur menjadi semakin dangkal (Pringgoprawiro, 1983). Hubungan dengan Formasi Mundu adalah selaras, dan di atas Formasi Lidah ditutup secara tidak selaras oleh endapan alluvial dan endapan teras sungai (Pringgoprawiro, 1983).



Gambar 2.3 Stratigrafi Cekungan Jawa Timur Utara.

2.3. Petroleum System Cekungan Jawa Timur Utara

Faktor utama penyusun *petroleum system* adalah batuan induk, lapisan reservoir pembawa (*carrier beds*), jalur migrasi, dan mekanisme pemerangkapan. Faktor-faktor tersebut harus ada dan bekerja secara

sinergis dalam ruang dan waktu untuk mengakumulasikan hidrokarbon. Di Cekungan Jawa Timur terdapat beberapa dalaman dan tinggian yang membentuk suatu sistem *horst – graben*, dan pada tinggian-tinggian tersebut yang akhirnya terumbu Rancak tumbuh setempat membentuk reservoir berumur Miosen Awal.

Dua potensi batuan induk yang dikenali di Cekungan Jawa Timur adalah Ngimbang Bawah (*Lower Ngimbang*) dan Serpih Tawun (*Tawun Shales*). Potensi batuan reservoir telah teramati pada beberapa interval seperti antara lain batupasir Ngimbang bagian Bawah, karbonat Ngimbang bagian Atas, karbonat Formasi Kujung, Tawun, Ngrayong, Kawengan dan Lidah. Formasi-formasi tersebut secara umum juga memiliki potensi sebagai batuan penutup (*seal*) karena memiliki interval batulempung atau batuserpih yang cukup tebal. Perangkap (*trap*) stratigrafi umumnya berhubungan dengan tubuh batuan karbonat *reefal* berumur Oligosen sampai Miosen, sedangkan perangkap struktur banyak berhubungan dengan inversi di Akhir Tersier. Generasi hidrokarbon telah terjadi dalam 2 (dua) periode yaitu di Akhir Oligosen untuk batuan induk Ngimbang bagian Bawah dan di Miosen Tengah untuk batuan induk Tawun.

2.4. Konsep Dasar Seismik Refleksi

Penjalaran gelombang seismik diterjemahkan dalam bentuk kecepatan dan tekanan partikel yang berasal dari vibrasi selama penjalaran gelombang seismik. Kecepatan gelombang dalam batuan menghasilkan pergerakan partikel yang mengalirkan energy, kecepatan gelombang seismik pada batuan tersebut dapat ditentukan. Sifat akustik yang khas pada batuan adalah Akustik Impedans (AI) yang merupakan hasil kali antara densitas (ρ) dengan kecepatan (V). Dalam mengontrol nilai dari AI, lebih ditentukan pada kecepatan. Contohnya, material pengisi pori (minyak, gas dan air) mempengaruhi kecepatan pada suatu batuan ketimbang densitasnya. Menurut Anstey, (1977) AI didefinisikan sebagai *acoustic hardness*. Pada batuan yang keras (batu gamping) nilai AI tinggi sedangkan pada batuan yang lunak (lempung) nilai AI rendah (Sukmono, 1999)

Energi seismik akan diserap kedalam 3 bentuk:

1. Divergensi sperikal, dimana kekuatan gelombang menurun sebanding dengan jarak (*spreading* geometris); pengurangan densitas energi gelombangnya berbanding terbalik dengan kuadrat jarak.

2. Absorpsi (Q), dimana energi berkurang karena diserap massa batuan; besar energi terserap meningkat dengan frekuensi.
3. *Reflected*, yang merupakan dasar penggunaan metoda seismik refleksi ini.

Rumus perbandingan energi pantul dan energi datang pada keadaan normal adalah sebagai berikut:

$$\frac{E(\text{pantul})}{E(\text{datang})} = KR \times KR \quad (2.1)$$

$$\text{Dimana, } KR = \frac{(AI2 - AI1)}{(AI1 + AI2)} \quad (2.2)$$

Harga AI ditentukan dengan semakin besarnya amplitudo maka makin besar pula refleksi dan kontras AI. Untuk memudahkan diskusi mengenai rekaman seismik, maka digunakan istilah polaritas. SEG mendefinisikan polaritas normal sebagai:

- a. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik (+) pada hydrophone di air dan pergerakan awal keatas pada Geophone didarat.
- b. Sinyal seismik positif akan terekam sebagai nilai (-) pada tape, defleksi (-) pada monitor dan trough pada penampang.

Dengan menggunakan konvensi ini, maka pada penampang seismik yang menggunakan konvensi SEG akan didapatkan:

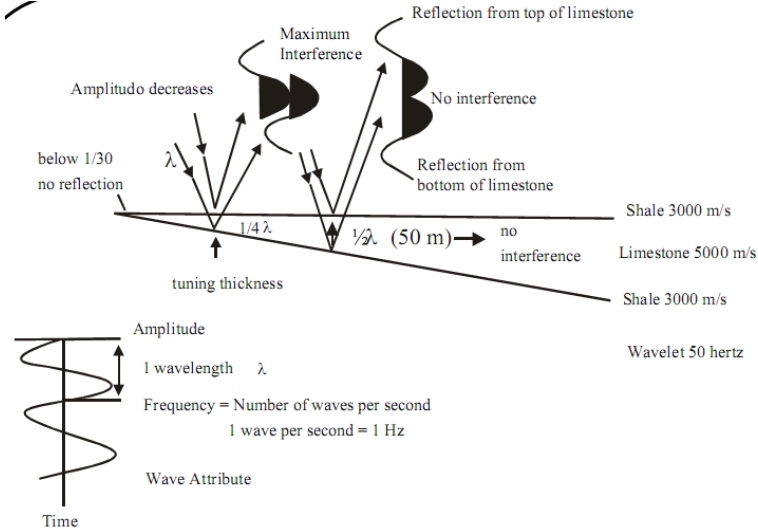
- Pada bidang batas refleksi dimana $AI2 > AI1$, akan berupa *trough*.
- Pada bidang batas refleksi dimana $AI2 < AI1$, akan berupa *peak*.

2.5. Resolusi Vertikal

Resolusi ialah jarak minimum antara dua objek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik. Tubuh batu gamping berkecepatan tinggi yang membagi kedalam tubuh batu lempung yang berkecepatan lebih rendah. Pada bidang batas atas, muka gelombang datang yang berfase minimum akan mempunyai polaritas normal, sedangkan pada bidang batas bawah polaritasnya akan terbalik.

Dua buah *wavelet* yang mempunyai polaritas berlawanan tersebut akan terpisahkan selama tebal waktu dari batu gamping tersebut sama atau lebih besar dari $\frac{1}{2}$ panjang gelombang seismik. Bila tebal waktu batu gamping tersebut kurang dari $\frac{1}{2}$ panjang gelombang, maka kedua buah polaritas yang berlawanan tersebut akan mulai overlap dan terjadi interferensi. Saat TWT (*two ways travel time*) dari batu gamping

mencapai $\frac{1}{2}$ panjang gelombang atau saat tebal waktu batu gamping sama dengan $\frac{1}{4}$ panjang gelombang, maka akan terjadi interferensi konstruktif maksimum (*tuning thickness*). Bila tebal batu gamping kurang dari *tuning thickness*, maka gabungan antara refleksi bidang bawah dan atas akan nampak seperti bidang reflektor tunggal. Ketebalan minimum tubuh batuan untuk dapat memberikan refleksi sendiri bervariasi dari $\frac{1}{8} - \frac{1}{30}$ panjang gelombang.



Gambar 2.4 Ilustrasi Perhitungan *tuning thickness*.

Dengan bertambahnya kedalaman, dimana kecepatan bertambah tinggi dan frekuensi bertambah kecil, maka *tuning thickness* dan *detectable limit* juga akan bertambah besar. (Sukmono, 1999)

2.6. Sintetik Seismogram

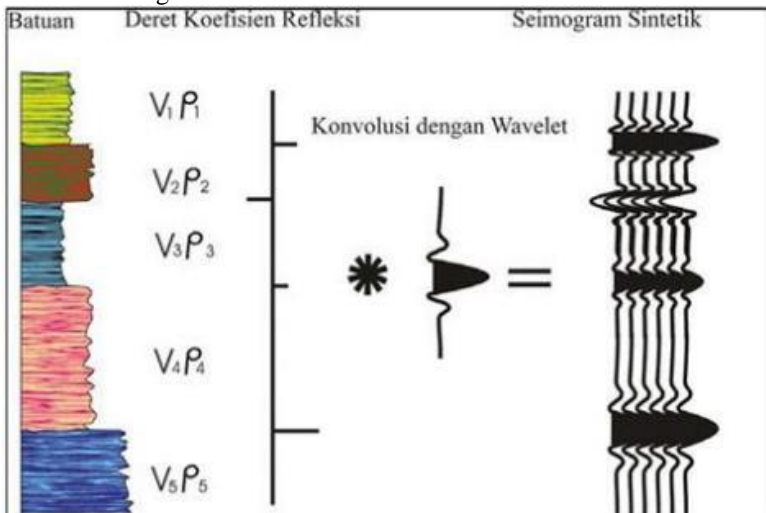
Sintetik seismogram dibuat dengan cara mengkonvolusikan *wavelet* dengan data KR. Sebaiknya *wavelet* yang digunakan mempunyai frekuensi dan band width yang sama dengan penampang seismik. Data KR didapatkan dari data log sonik (V_p) dan densitas.

Gelombang seismik akan dipantulkan pada setiap reflektor dan besar gelombang yang dipantulkan akan proporsional dengan besar KR. Sintetik Seismogram final merupakan superposisi dari refleksi-refleksi

semu reflektor. Sintetik biasanya ditampilkan dengan format (polaritas, bentuk gelombang) yang sama dengan rekaman seismik.

Korelasi sintetik dengan *horizon* geologi beserta kedalamannya dapat dilihat dari log geologi terkait. Sintetik juga sangat berguna untuk mendiagnosa karakter refleksi dari setiap *horizon*.

Kelemahan dari Sintetik Seismogram ialah umumnya dibuat dengan menggunakan frekuensi yang sama untuk seluruh penampang, padahal frekuensi yang dipakai tersebut umumnya diambil dari zona target. Hal ini sering mengakibatkan terjadinya *miss tie* pada daerah diluar zona target tersebut.



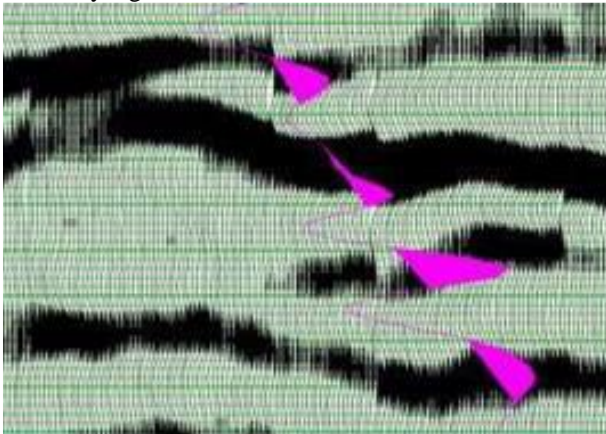
Gambar 2. 5 Ilustrasi Sintetik Seismogram, hasil konvolusi RC dengan *Wavelet*.

2.7. Well Seismic Tie

Setelah *wavelet* yang cukup memuaskan telah diekstrak, tahap selanjutnya adalah pengikatan data log sumur dan seismik (sumur-seismic tie) serta penarikan *horizon* seismik (*horizon-picking*). Penarikan horizon dilakukan pada polaritas normal (peak menandakan naiknya nilai koefisien reflektivitas). Selain mendapatkan koefisien korelasi yang besar antara tras seismik dan sintetis, yang perlu dicermat adalah kecocokan antara reflektor seismik dan log sumur dengan cara

stretch and squeezing tanpa mengubah nilai sonik-nya. Korelasi dilakukan sebagai berikut:

1. Sebuah trace sintetis dibuat dan dibandingkan dengan trace seismik sebenarnya yang paling dekat ke lokasi sumur;
2. *Time stretching* dan *squeezing* diterapkan untuk meluruskan antara *event – event* seismik dan *event* log-sumur;
3. Koefisien korelasi diukur antara seismik dan tras sintetis log sumur yang diluruskan.



Gambar 2.6 Contoh data seismik yang telah dilakukan *Well Seismic Tie*.

2.8. Analisa Crossplot Properti Log

Untuk menentukan parameter yang sensitif terhadap perubahan litologi maupun analisis terkait fluida, dilakukan teknik crossplot antara 2 properti log dalam sistem kartesian sumbu koordinat x dan y. Dengan mengetahui korelasi antara dua parameter atau lebih maka dapat dikelompokkan zona – zona yang memiliki kesamaan karakter litologi yang ditandai dengan kisaran nilai parameter tertentu. Parameter log yang baik dalam memisahkan litologi biasanya adalah Gamma Ray log, terutama pada kasus antara *sand* dan *shale* dimana litologi *sand* biasanya dicirikan dengan nilai Gamma Ray yang rendah dibandingkan *shale*.

2.9. Seismik Inversi

Seismik inversi adalah suatu proses untuk menghitung model impedansi bawah permukaan yang sesuai dengan penampang seismik, atau dapat dikatakan juga suatu teknik untuk mendapatkan model geologi bawah permukaan dari data seismik yang ada dengan data sumur sebagai pengontrolnya. Dua tipe data yang diperlukan untuk input dalam proses inversi adalah data seismik dan data model inisial yang dibuat pada tahap pembuatan model. Metode seismik inversi dapat dibagi menjadi 2 jenis berdasarkan data seismik yang digunakan yaitu : *post-stack seismic inversion* dan *pre-stack seismic inversion*. Data seismik *post-stack* adalah data seismik yang mengasumsikan amplitudo seismik hanya dihasilkan oleh $R(0)$, sehingga *post-stack seismic inversion* hanya dapat digunakan untuk menghasilkan tampilan model AI saja. Sementara data seismik *pre-stack* masih mengandung informasi sudut ($R(\theta)$), sehingga *pre-stack seismic inversion* dapat digunakan untuk menghasilkan parameter – parameter, selain AI, seperti : EI, V_p/V_s , serta λ -rho dan μ -rho.

Adapun untuk Inversi *Post-Stack* dapat dilakukan dengan menggunakan tiga metode (Sukmono, 2000) antara lain adalah:

2.9.1. Inversi Model Based

Prinsip Model Based mempunyai prinsip membuat model geologi dan membandingkannya dengan data rill seismik. Metode ini biasanya digunakan karena menghasilkan error terkecil antara hasil inversi dengan nilai AI sebenarnya dibandingkan dengan metode inversi lain.

2.9.2. Inversi Recursive

Metode recursive sering disebut juga band limited inversion, karena trace akhir impedansi memiliki frekuensi yang sama seperti data seismik. Metode ini dimulai dari definisi impedansi lapisan ke $(i+1)$ dan dihitung dari lapisan ke- i dimulai dari lapisan pertama, impedansi dari setiap lapisan berturut-turut dapat diketahui secara rekursif menggunakan persamaan dibawah ini

Proses diatas dinamakan sebagai inversi rekursif diskrit (*discrete recursive inversion*) yang menjadi dasar teknik inversi lainnya. Metode ini menggunakan algoritma yang sederhana sehingga hasil resolusi bandwidth sama dengan data seismik, namun metode ini tidak menggunakan data sumur sebagai kontrol dari hasil inversinya, nilai impedansi didapat dari satu lapisan dan untuk mendapatkan nilai impedansi dilapisan yang lain dilakukan iterasi, sehingga jika pada

lapisan pertama terdapat nilai error maka nilai tersebut akan terdistribusikan pada hasil inversi.

$$Z_{i+1} = Z_i \left[\frac{1+r_i}{1-r_i} \right] \quad (2.3)$$

2.9.3. Inversi Sparse Spike

Inversi sparse-spike mengasumsikan bahwa reflektivitas sebenarnya merupakan sebuah deretan reflektivitas kecil yang tersimpan di dalam deretan reflektivitas yang lebih besar. Secara geologi reflektivitas besar ini berhubungan dengan ketidak selarasan atau batas litologi utama. Reflektivitas sebenarnya dapat dicari dengan cara menambahkan spikes yang lebih kecil di antara spikes yang besar dengan menggunakan nilai ambang tertentu (λ) yang nilainya lebih kecil dari 1. Pencarian spikes yang paling kecil akan berhenti setelah didapat jumlah koefisien refleksi yang paling minimum. Setelah didapatkan model akhir reflektivitas, kemudian dilakukan estimasi *wavelet* untuk mendapatkan hasil yang sesuai dengan trace seismiknya.

2.10. Inversi Simultan

Inversi simultan adalah salah satu metode inversi *pre-stack* yang menggunakan data *angle gather*. Inversi ini menggunakan beberapa prinsip dasar antara lain:

1. Linearisasi pada aproksimasi nilai reflektivitas

Terdapat hubungan antara nilai impedansi dengan nilai reflektivitas sehingga dapat dibuat model awal (initial model), yakni:

$$R_{Pi} = \frac{Z_{Pi+1} - Z_{Pi}}{Z_{Pi+1} + Z_{Pi}} \approx \frac{\Delta Z_{Pi}}{2Z_{Pi}} \quad (2.4)$$

$$R_{Pi} \approx \frac{1}{2} \Delta \ln Z_{Pi} = \frac{1}{2} (\ln Z_{Pi+1} - \ln Z_{Pi}) \quad (2.5)$$

dimana:

R_{Pi} adalah nilai/koefisien reflektivitas gelombang P ke-i.

Z_{Pi} adalah impedansi gelombang P ke-i.

Dengan $\ln Z_p = L_p$, sehingga untuk N sampel reflektivitas dapat dibuat matriks sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} R_{P1} \\ R_{P2} \\ \vdots \\ R_{PN} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & \cdots \\ 0 & -1 & 1 & \ddots \\ 0 & 0 & -1 & \ddots \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{P1} \\ L_{P2} \\ \vdots \\ L_{PN} \end{bmatrix}$$

Atau dapat ditulis juga:

$$R_{Pi} = \left(\frac{1}{2}\right) DL \quad (2.6)$$

Lalu dapat dinyatakan hubungan logaritma impedansi dalam seismik trace:

$$S = \left(\frac{1}{2}\right) WDL_P \quad (2.7)$$

Dimana:

R = vektor reflektivitas L = vector logaritma impedasi

D = matriks turunan S = seismik trace

W = matriks *wavelet* Lp = vector logaritma impedansi P

2. Persamaan Aki – Richard

Dari persamaan dasar Zoeppritz, Aki dan Richards membuat suatu pendekatan yang merupakan linearisasi dari persamaan Zoeppritz yang kompleks dengan memisahkan kecepatan dan densitas. Lalu persamaan tersebut dituliskan kembali menjadi persamaan Fatti, yakni:

$$R_p(\theta) = c_1 R_{po} + c_2 R_{so} + c_3 R_D \quad (2.8)$$

Dimana:

$$c_1 = 1 + \tan^2 \theta, \quad R_{po} = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right],$$

$$c_2 = -8 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta, \quad R_{so} = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right],$$

$$c_3 = 2 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta - \frac{1}{2} \tan^2 \theta, \quad R_D = \frac{\Delta \rho}{\rho}$$

Lalu digunakan persamaan diatas untuk mendapatkan nilai impedansi gelombang S dan Densitas. Untuk Impedansi S adalah:

$$R_{Si} \approx \frac{1}{2} (L_{Si+1} - L_{Si}) \quad (2.9)$$

Dengan $\ln Z_s = L_s$, sehingga untuk N sampel reflektivitas dapat dibuat matriks sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} R_{S1} \\ R_{S2} \\ \vdots \\ R_{SN} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & \cdots \\ 0 & -1 & 1 & \ddots \\ 0 & 0 & -1 & \ddots \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{S1} \\ L_{S2} \\ \vdots \\ L_{SN} \end{bmatrix}$$

atau dapat juga ditulis menjadi:

$$R_S = \left(\frac{1}{2}\right) DL_S \quad (2.10)$$

sedangkan untuk Impedansi Dn:

$$R_{Di} \approx L_{Di+1} - L_{Di} \quad (2.11)$$

Dengan $\ln Z_d = L_d$, sehingga untuk N sampel reflektivitas dapat dibuat matriks sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} R_{D1} \\ R_{D2} \\ \vdots \\ R_{DN} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & \cdots \\ 0 & -1 & 1 & \ddots \\ 0 & 0 & -1 & \ddots \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{D1} \\ L_{D2} \\ \vdots \\ L_{DN} \end{bmatrix}$$

atau dapat juga ditulis menjadi:

$$R_D = DL_D \quad (2.12)$$

dimana:

R_S = vector reflektivitas

D = matriks turunan

L_S = vektor logaritma impedansi gelombang S

L_d = vektor logaritma impedansi densitas

R_o = vektor reflektivitas

W = matriks *wavelet*

Lalu ketiga persamaan impedansi tersebut digabungkan dalam suatu persamaan Fatti dalam seismik *trace* menjadi:

$$S(\theta) = \left(\frac{1}{2}\right) c_1 W(\theta) DL_P + \left(\frac{1}{2}\right) c_2 W(\theta) DL_S + W(\theta) c_3 DL_D \quad (2.13)$$

3. Terdapat hubungan linier antara logaritma impedansi P, logaritma impedansi S, dan logaritma impedansi D. Hubungan ini dijadikan dasar dari *wet trend* dan *HC trend*. Persamaan linier tersebut dapat dituliskan sebagai berikut:

$$L_S = kL_P + k_c + \Delta L_S \quad (2.14)$$

dan

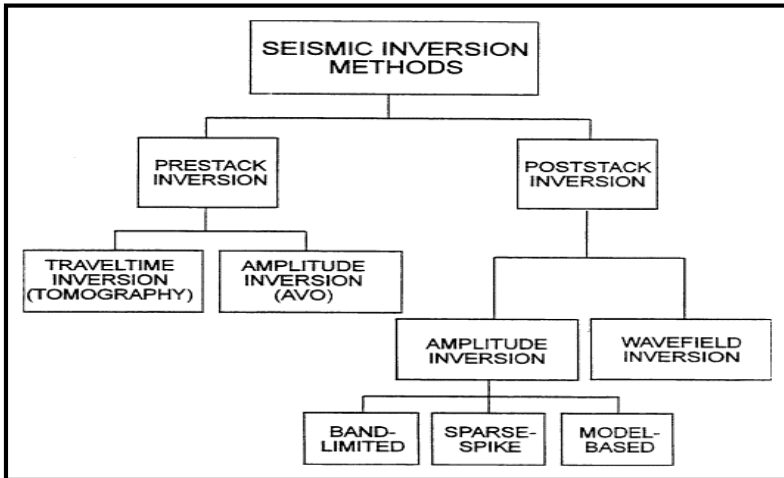
$$L_D = mL_P + m_c + \Delta L_D \quad (2.15)$$

sehingga persamaan Fatti berubah menjadi:

$$S(\theta) = \left(\frac{c_1}{2}\right)W(\theta)DL_P + \left(\frac{c_2}{2}\right)W(\theta)(kDL_P + D\Delta L_S) + W(\theta)c_3(mDL_P + D\Delta L_D) \quad (2.16)$$

Proses algoritma dalam inversi simultan adalah sebagai berikut:

1. Data memiliki informasi:
 - a. Data seismik merupakan data *angle gather*
 - b. *Wavelet* untuk setiap sudut
 - c. Model inisial untuk Z_p , Z_s dan ρ
2. Kalkulasi nilai k dan m
3. Kalkulasi tebakan pertama
4. Mencari solusi dengan sistem iterasi
5. Kalkulasi nilai akhir untuk Z_p , Z_s dan ρ
 - a. $Z_p = \exp(L_p)$
 - b. $Z_s = \exp(kL_p + kc + \Delta L_s)$
 - c. $\rho = \exp(mL_p + mc + \Delta L_D)$

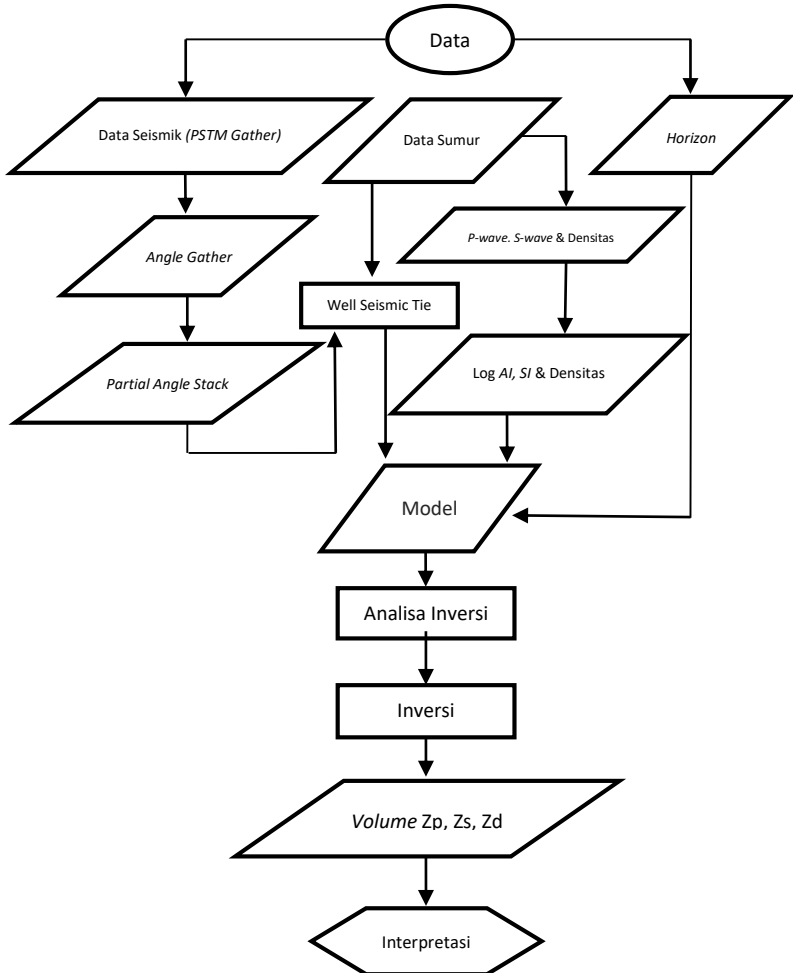


Gambar 2.7 Pengelompokan Metoda Seismik Inversi.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1. Diagram Alir Penelitian

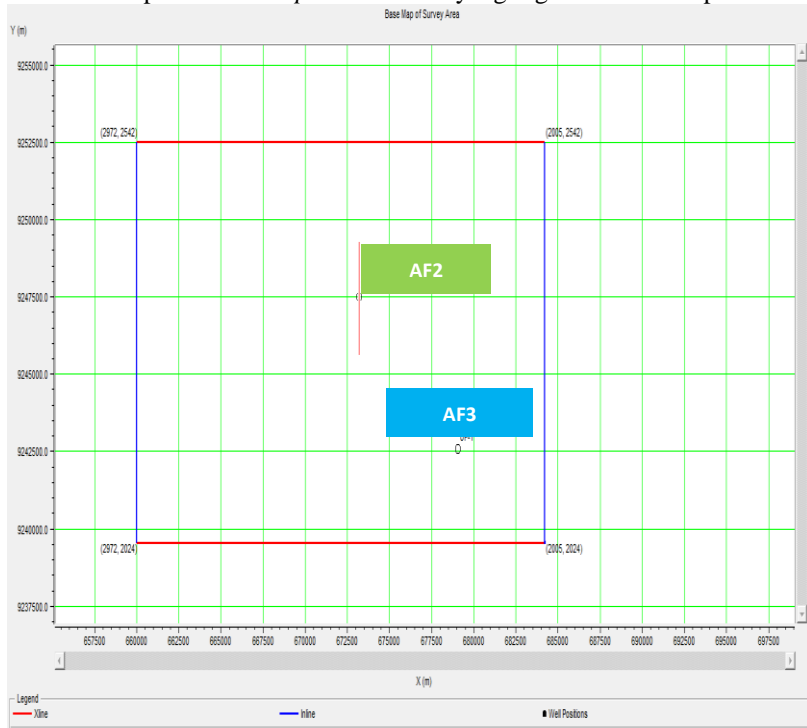
Rencana pengerjaan Tugas Akhir ini dapat direpresentasikan berdasarkan diagram alir perencanaan yang telah dibuat seperti pada Gambar 3.1 dibawah ini.



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian.

3.2. Data Seismik

Data Seismik yang digunakan berupa data seismik *gather pre-stack* 3D. Kemudian data seismik tersebut akan diolah untuk menghasilkan data *angle gather* yang kemudian dibagi kedalam *partial angle stack*. Kegunaan Data Seismik *partial angle* ini adalah untuk dilakukannya inversi simultan, dimana menggunakan data seismik dalam fungsi sudut sebagai jarak. Adapun geometri dari data seismik yang digunakan adalah dari *xline* 2033 – 2542 dan *inline* 2005 – 2972. Gambar 3.2 berikut merupakan *basemap* data seismik yang digunakan dalam peneli



Gambar 3.2 *Basemap* dari data seismik.

3.3. Precondition Data Seismik

Sebelum dilakukan tahapan *Well Seismic Tie*, terlebih dahulu dilakukan tahapan *preconditioning* terhadap data seismik. Seperti yang telah disebutkan pada bagian sebelumnya bahwa data seismik yang

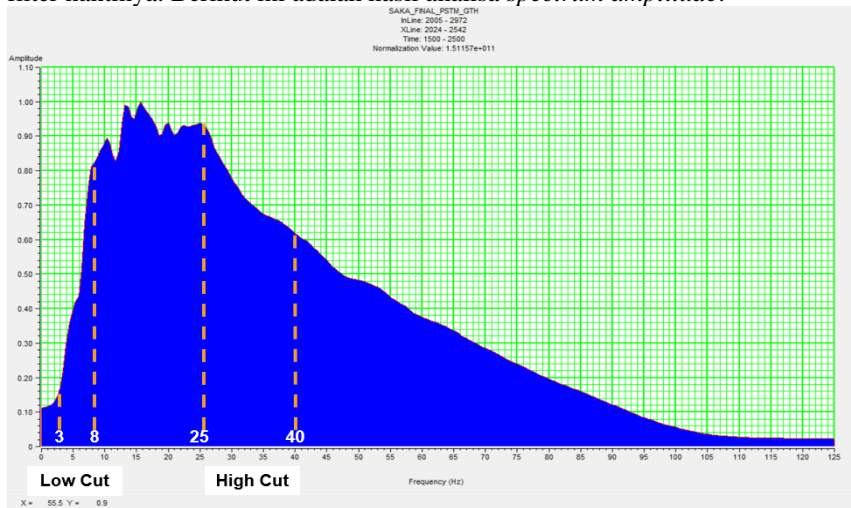
digunakan merupakan data seismik *Pre-Stack Gather*. Data tersebut sudah dilakukan proses koreksi NMO dan *muted*, sehingga tahapan *precondition* yang dilakukan penulis mulai dari melakukan *super gather*, sampai mendapatkan *angle gather*.

Tahapan *precondition* ini harus dilakukan karena data seismik yang digunakan pada proses inversi simultan haruslah berupa *angle*, tidak lagi dalam *offset*. Selanjutnya dari data *angle gather* yang didapatkan, dibagi kedalam tiga *partial angle stack*, yaitu range *near angle*, *mid angle* dan *far angle*. Berikut merupakan tahapan proses *precondition* data seismik pada penelitian ini:

3.3.1. *Bandpass Filter*

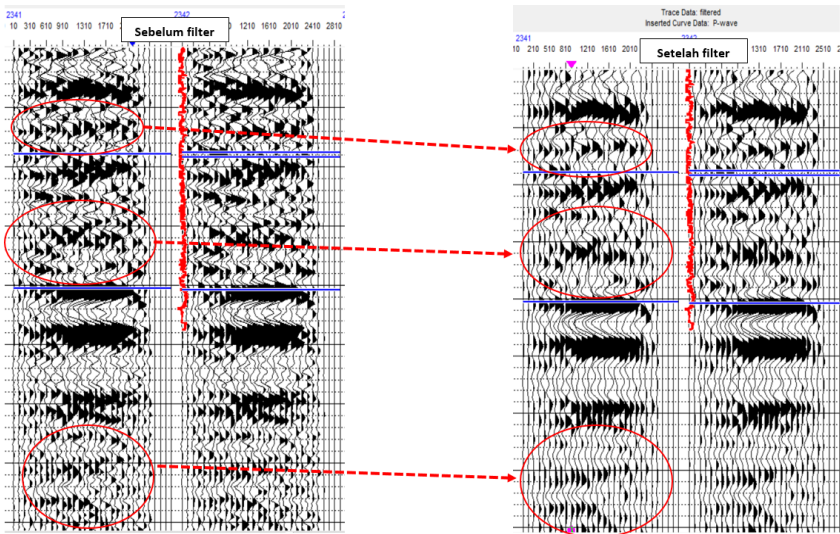
Data *Pre-stack gather* yang digunakan dalam penelitian ini tentunya masih mengandung frekuensi – frekuensi yang dapat dikatakan sebagai *noise*, sehingga akan lebih baik apabila frekuensi tersebut dapat dihilangkan. Tujuan dilakukannya *filtering* dengan *bandpass* ini adalah untuk menonjolkan frekuensi dominan dari data seismik, sehingga sinyal frekuensi yang berada selain frekuensi dominan tersebut dapat dihilangkan.

Dalam melakukan *filtering* data seismik ini, penulis terlebih dahulu melakukan analisa *spectrum amplitude*, untuk melihat nilai frekuensi yang ada pada data seismik, untuk menentukan nilai pada *bandpass* filter nantinya. Berikut ini adalah hasil analisa *spectrum amplitude*.



Gambar 3.3 Proses analisa *spectrum amplitude*.

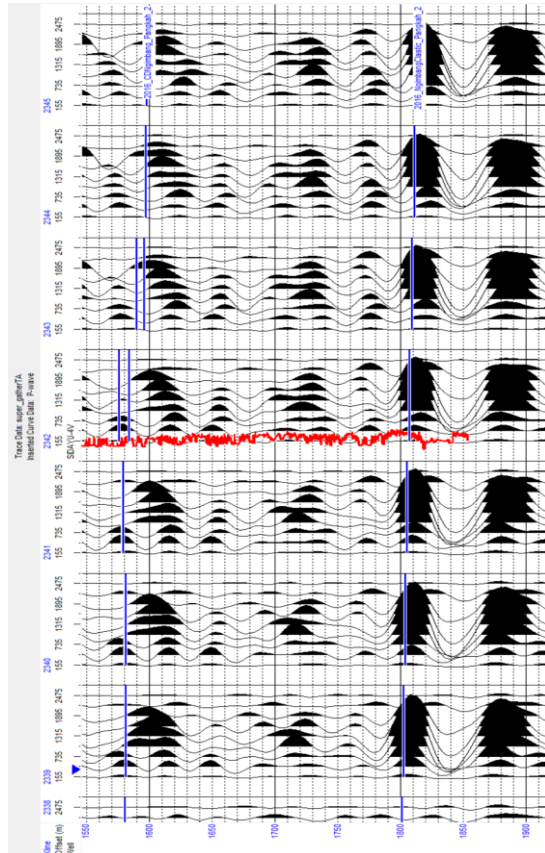
Berdasarkan analisa *spectrum amplitude*, penulis menyimpulkan untuk mengambil rentang nilai frekuensi dominan pada data seismik seperti yang terlihat pada Gambar 3.3 diatas. Kemudian dilakukanlah proses *filtering* data seismik menggunakan fitur AVO pada software Hampson Russel, terlihat perbedaan yang cukup jelas pada data seismik sebelum difilter dan setelah filter (Gambar 3.5). Dimana data seismik yang telah dilakukan filter menjadi lebih halus dengan dihilangkannya sinyal – sinyal frekuensi yang tidak dibutuhkan, ditandai dengan lingkaran merah.



Gambar 3.4 Data seismik sebelum dan setelah dilakukan *filtering*.

3.3.2. *Super Gather*

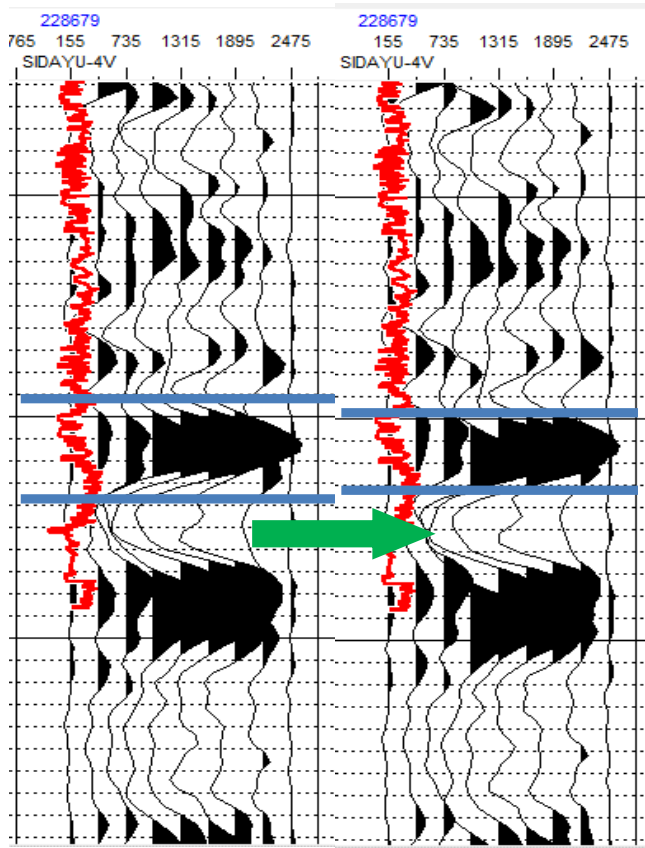
Kemudian data seismik yang telah dilakukan *filtering* selanjutnya dibuat kedalam *Super Gather*, tujuan dilakukannya *Super Gather* ini adalah untuk meningkatkan *signal to noise ratio*. Berikut adalah hasil *Super Gather* pada data seismik.



Gambar 3.5 Data seismik yang telah dilakukan *super gather*.

3.3.3. *Trim Static*

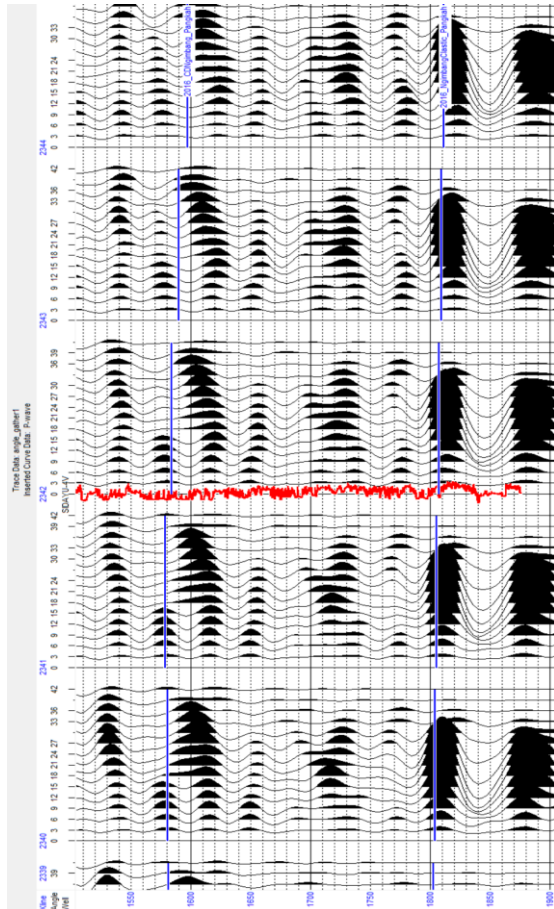
Selanjutnya dilakukan proses *trim static*, tujuan dilakukannya *trim static* adalah untuk memperbaiki kelurusan daripada *trace* seismik. Meskipun telah dilakukan koreksi NMO, seringkali *trace* seismik masih belum terposisikan dengan baik, sehingga masih perlu dilakukan *trim static*. Berikut merupakan hasil dari *trim static*.



Gambar 3.6 Data seismik sebelum dan sesudah dilakukan *trim static*.

3.3.4. *Angle Gather*

Tahapan selanjutnya adalah mengubah fungsi jarak dalam *offset* kedalam sudut, yaitu dengan melakukan proses pembuatan *angle gather*. Data *angle gather* ini lah yang nantinya akan digunakan pada saat proses pembuatan model inisial sampai inversi simultan. Pada penelitian ini dilakukan pembuatan *angle gather* dengan sudut 0 – 45 derajat, dengan jumlah sudut sebanyak 15 derajat. Berikut adalah hasil data *angle gather* yang didapatkan.

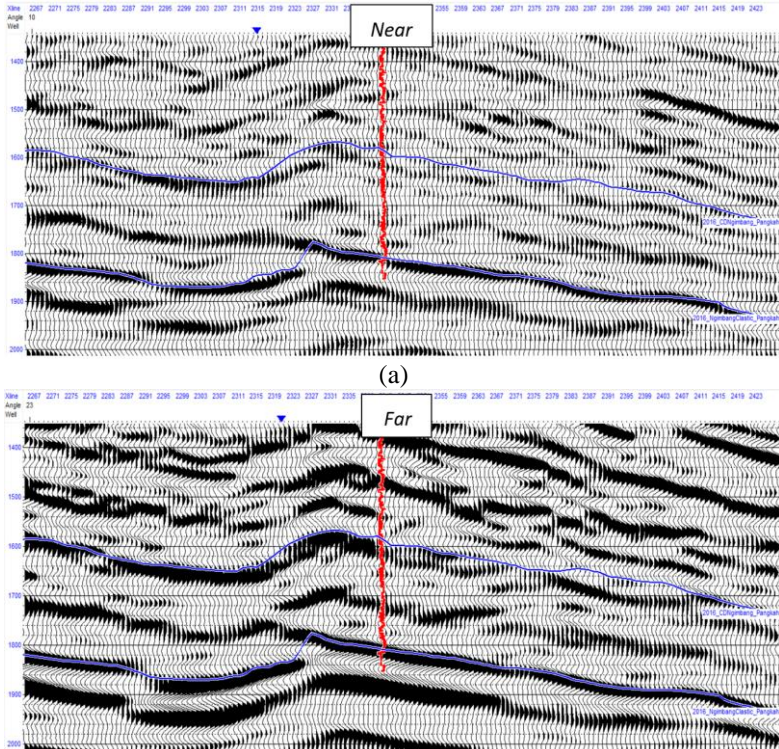


Gambar 3.7 Data seismik berupa *angle gather*.

3.3.5. *Partial Angle Stack*

Data *angle gather* yang telah dibuat sebelumnya, kemudian dibagi menjadi dua buah range sudut, dimana kedua sudut tersebut adalah *near angle* dan *far angle stack*. Tujuan dilakukannya proses *stacking* pada data *angle gather* adalah untuk dilakukannya *Well Seismic Tie*.

Pada penelitian ini, dilakukan analisa sudut optimum, untuk menentukan range sudut yang akan dibagi kedalam *partial angle stack*, didapatkan sudut optimum yaitu mulai dari 3 – 30 derajat. Kemudian sudut tersebut dibagi kedalam dua *range* seperti yang telah dijelaskan, yaitu untuk *near angle* adalah 3 – 16 derajat dan *far angle* 17 – 30 derajat. Berikut merupakan data *partial angle stack* yang didapatkan.



Gambar 3. 8 a) Data *partial angle stack* untuk *near angle* (3 – 16 derajat), (b) untuk *far angle* (17 – 30 derajat).

3.4. Data Sumur

Data Sumur yang digunakan dalam penelitian Tugas Akhir ini terdapat dua buah data sumur vertikal, yaitu sumur AF2 dan sumur AF3. Detail mengenai informasi masing – masing data sumur tersaji pada Tabel 3.1 berikut:

Tabel 3.1 Informasi masing – masing data sumur.

| Log | SUMUR AF2 | SUMUR AF3 |
|------------------|-----------|-----------|
| Check Shot | ✓ | ✓ |
| Gamma Ray | ✓ | ✓ |
| Neutron Porosity | ✓ | ✓ |
| Density | ✓ | ✓ |
| Resistivity | ✓ | ✓ |
| P-Wave | ✓ | ✓ |
| S-Wave | ✓ | ✗ |

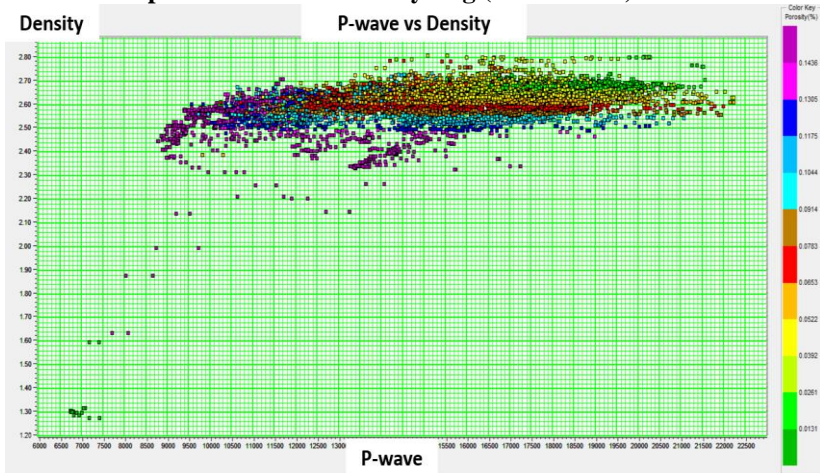
Berdasarkan informasi data sumur diatas, kelengkapan data sumur terdapat di seluruh sumur terlihat dari lengkapnya seluruh parameter log yang dibutuhkan, kecuali pada Sumur AF3 yang tidak didapati data S-wave, sehingga dilakukan prediksi S-wave dengan menggunakan persamaan Castagna, karena data gelombang S sangat dibutuhkan dalam inversi simultan. Dari data sumur diatas, akan dibuat log P-Impedance, S-Impedance untuk dilakukan analisa sensitivitas guna mendapatkan parameter log yang paling baik untuk dilakukan interpretasi dengan membuat volume inversi dari parameter tersebut.

3.5 Pre-condition Data Sumur (Analisa Sensitivitas)

Analisa sensitivitas dilakukan untuk melihat parameter log yang sensitif dan dapat digunakan untuk analisa inversi dengan membuat volume dari parameter tersebut. Dalam penelitian ini, analisa sensitivitas dilakukan dengan melakukan crossplot P-wave vs Densitas, P-Impedance vs S-Impedance dan V_p/V_s dengan P-Impedance, memanfaatkan bantuan parameter porositas sebagai *color key* atau

pembandingan agar dapat diketahui kemampuan pemisahannya Crossplot dilakukan pada daerah target dalam penelitian ini, yaitu Formasi Ngimbang, dan dilakukan pada tiap sumur untuk mencari parameter log yang sensitif di formasi tersebut.

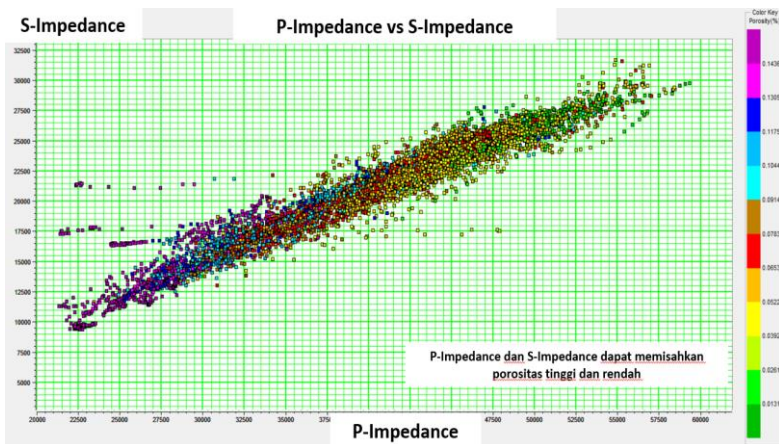
3.5.1. Crossplot P-wave dan Density Log (Sumur AF2)



Gambar 3.9 Crossplot antara p-wave dan densitas pada sumur AF2.

Berdasarkan hasil crossplot antara parameter P-wave dan Density, parameter P-wave sensitif dalam memisahkan karbonat yang memiliki porositas lebih baik, ditandai oleh zona kuning dengan yang lebih kompak, ditandai oleh zona oranye. Gelombang P, menunjukan nilai yang lebih rendah terhadap porositas yang lebih tinggi, sesuai dengan kaidah umum bahwa gelombang merambat lebih lambat pada medium yang kurang kompak, begitupun sebaliknya. Nilai densitas memiliki kesamaan reaksi terhadap porositas, dengan densitas yang relatif lebih rendah pada batuan karbonat dengan porositas lebih tinggi, begitupun sebaliknya.

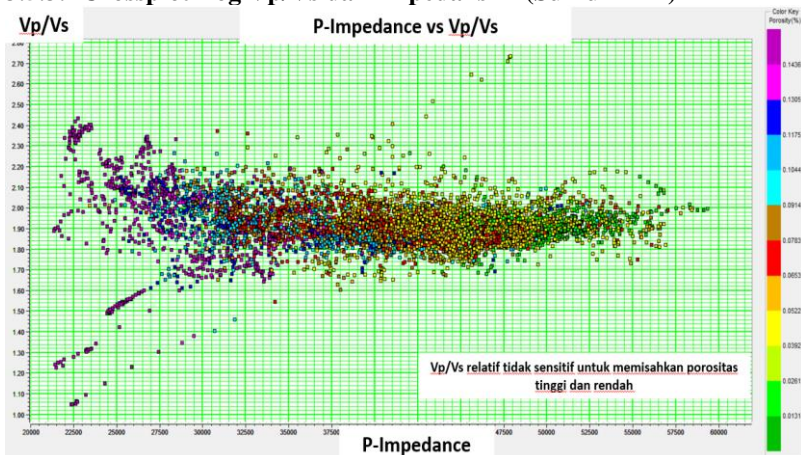
3.5.2. Crossplot Log Impedansi P dan Impedansi S (Sumur AF2)



Gambar 3.10 Crossplot antara Impedansi P dan S pada AF2.

Berdasarkan hasil crossplot antara Impedansi P dengan Impedansi S, didapatkan kesimpulan bahwa parameter tersebut sensitif dalam memisahkan karbonat yang memiliki porositas lebih tinggi. Dengan baiknya kemampuan pemisahan dari kedua parameter log tersebut, maka proses inversi simultan dapat dilakukan untuk membuat volume Impedansi P dan Impedansi S untuk dianalisa.

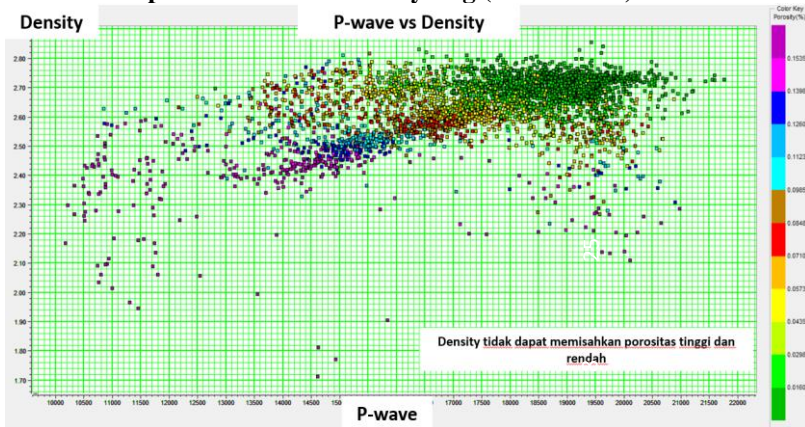
3.5.3. Crossplot Log V_p/V_s dan Impedansi P (Sumur AF2)



Gambar 3.11 Crossplot antara V_p/V_s dan Impedansi P pada AF2.

Hasil analisa pada crossplot Vp/Vs dengan Impedansi P memperlihatkan hasil yang kurang baik dengan tidak dapat dipisahkannya karbonat porositas tinggi dengan karbonat porositas rendah berdasarkan nilai Vp/Vs, namun hal tersebut dapat dikarenakan memang litologi karbonat pada Formasi Ngimbang memiliki nilai yang *overlapping*, terlihat pula sedikit sisipan data dengan nilai porositas tinggi namun terpisah dari rentang nilai Vp/Vs yang umum, yaitu pada rentang Vp/Vs antara 1.3 – 1.6, namun diduga bukan merupakan litologi karbonat sehingga data tersebut diabaikan. Atas dasar tersebut, selanjutnya untuk tahap inversi akan dilakukan dengan menggunakan inversi simultan, untuk menghasilkan volume Impedansi P dan Impedansi S, dengan menggunakan data seismik *angle gather* untuk sumur AF2.

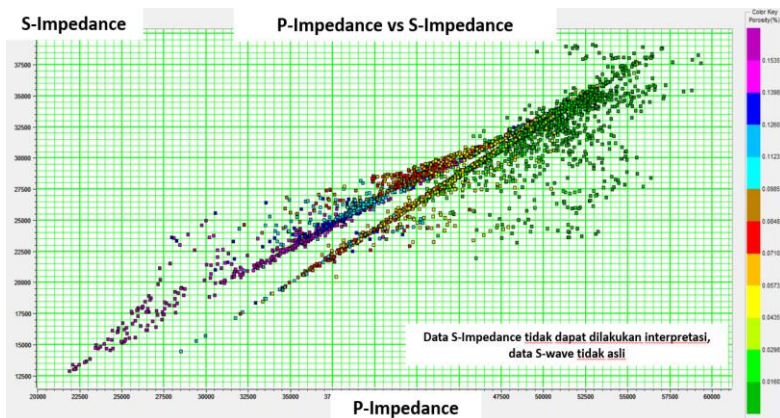
3.5.4. Crossplot P-wave dan Density Log (Sumur AF3)



Gambar 3.12 Crossplot antara P-wave dan Densitas pada AF3.

Hasil crossplot P-wave dengan densitas pada sumur AF3 secara umum sama dengan hasil pada sumur AF2, dengan didapatkannya parameter log yang sensitif yaitu p-wave dan densitas relatif tidak dapat digunakan untuk membedakan antara karbonat dengan porositas tinggi dan rendah.

3.5.5. Crossplot Log Impedansi P dan Impedansi S (Sumur AF3)



Gambar 3.13 Crossplot antara Impedansi P dan Impedansi S pada AF3.

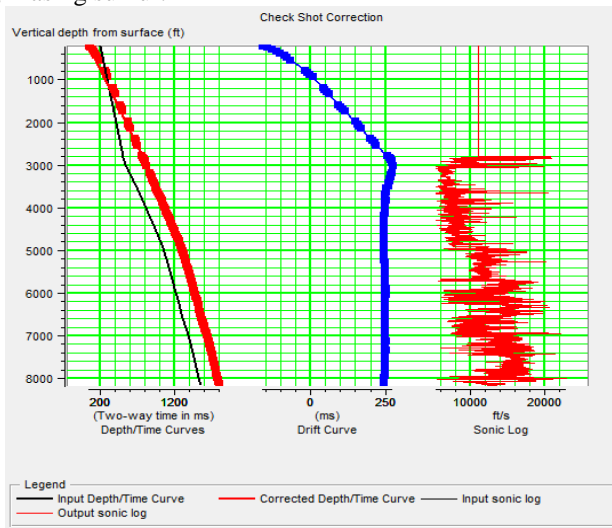
Berdasarkan crossplot Impedansi P dan Impedansi S pada sumur AF3, porositas tinggi dan rendah dapat dipisahkan dengan ditandai nilai rendah dari Impedansi P dan Impedansi S. Namun, apabila dilihat lebih jauh lagi, terdapat *dual trend* pada crossplot diatas seiring dengan semakin kecil nilai Impedansi. Hal tersebut dapat dikarenakan data s-wave yang digunakan pada sumur AF3 bukan merupakan data asli, melainkan data hasil *generate* dengan memanfaatkan p-wave.

Seperti yang dijelaskan mengenai inversi simultan bahwa parameter s-wave sangatlah penting, sehingga tingkat kepercayaan volume inversi yang dihasilkan tidak akan baik. Berdasarkan pertimbangan tersebut maka pada sumur AF3, proses inversi simultan hanya dilakukan untuk mendapatkan volume Impedansi P saja.

3.6. Well Seismic Tie

Selanjutnya adalah melakukan proses pengikatan data sumur, terhadap data seismic atau *Well Seismic Tie*. Tujuan dilakukannya proses ini adalah untuk memposisikan data sumur dalam domain kedalaman, terhadap data seismic yang memiliki domain waktu. Hal tersebut penting karena posisi P-wave belum berada di posisi yang sebenarnya, sehingga proses pengikatan data sumur dengan seismic ini akan menghasilkan *corrected* P-wave. Dalam melakukan proses ini,

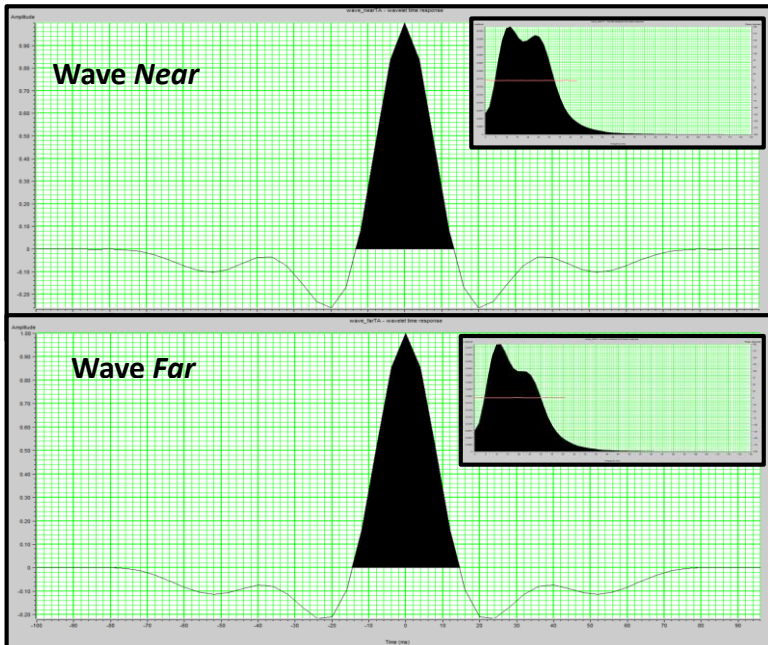
sebelumnya dilakukan koreksi kedalaman terhadap data *checkshot*, pada masing-masing sumur.



Gambar 3.14 Koreksi checkshot pada sumur AF2.

Pada penelitian ini, penulis melakukan proses *Seismic Well Tie* dengan cara melakukan ekstrak *wavelet* terlebih dahulu, untuk masing – masing range sudut *near* dan *far angle*, hal tersebut untuk melihat kecocokan fasa antara *wavelet* dengan data seismik asli, apakah data seismik memang sudah memiliki fasa yang mendekati nol, atau harus dilakukan rotasi fasa terlebih dahulu.

Wavelet diekstrak dari data seismik dengan *range inline* dan *xline* disekitar dua sumur sekaligus, dengan *range* waktu hanya disekitar Formasi Ngimbang saja, antara 1500 – 2500 ms. Berikut adalah *wavelet* hasil ekstrak yang digunakan.

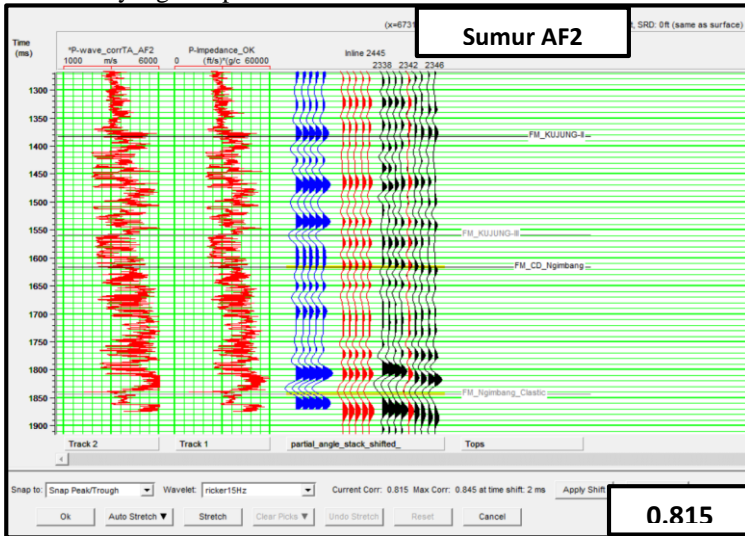


Gambar 3.15 Wavelet yang digunakan dari ekstraksi data seismik.

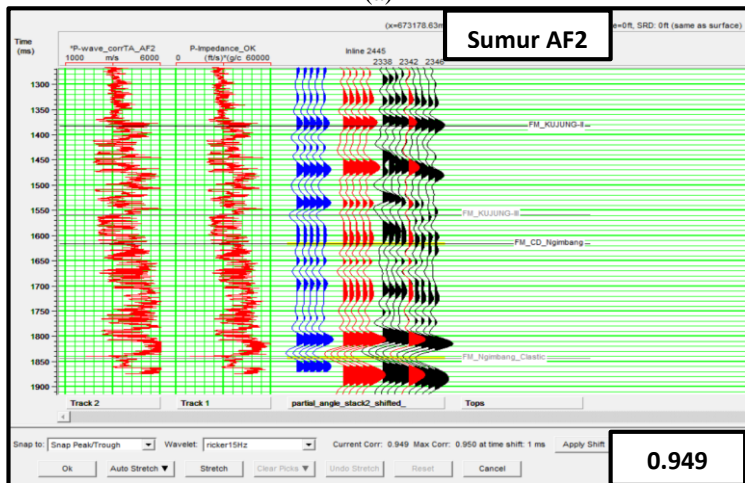
Setelah dilakukan pencocokan fasa antara seismik hasil *wavelet* dengan data asli, pada kasus ini, data seismik asli yang digunakan adalah *near angle stack* dan *far angle stack*, masing – masing terhadap dua sumur. Penulis menyimpulkan bahwa fasa antara keduanya belum sama, sehingga dilakukan proses rotasi *wavelet* untuk menemukan fasa seismik yang sebenarnya, setelah dilakukan rotasi, didapatkan untuk data seismik *near* dan *far angle stack*, pada Sumur AF2, dirotasi sebesar 36 derajat, dan pada Sumur AF3 dirotasi sebesar 104 derajat.

Data seismik asli kemudian dilakukan rotasi 180 derajat dari rotasi *wavelet*, artinya apabila *wavelet* terotasi -36 derajat, maka data seismik dirotasi positif 36 derajat begitupun sebaliknya. Selanjutnya, kembali dilakukan pendekatan dengan menggunakan *wavelet zero phase*, hal tersebut dikarenakan bahwa data seismik sekarang sudah dianggap berada dalam fasa nol atau paling tidak mendekati nol. Pendekatan dilakukan dengan *Ricker wavelet*, dengan melakukan pendekatan terhadap frekuensi, dimana digunakan 15 Hz pada penelitian

ini, dengan panjang gelombang 200 m. Berikut adalah hasil *Well Seismic Tie* yang didapatkan.



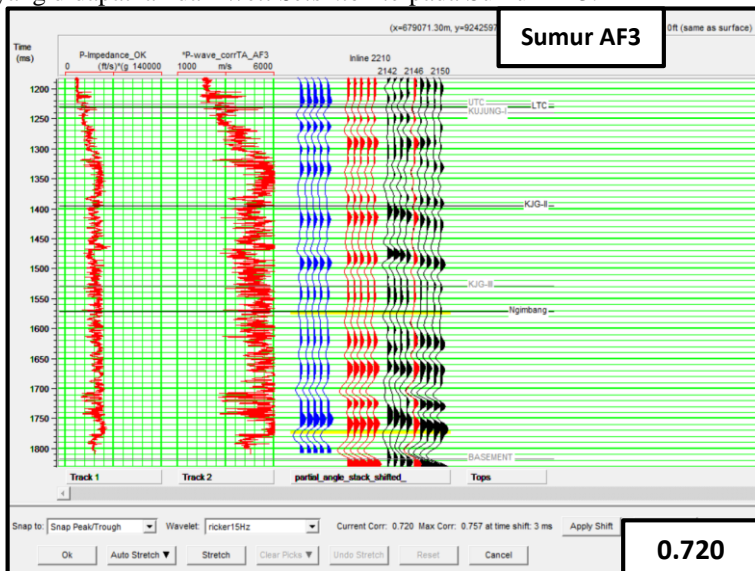
(a)



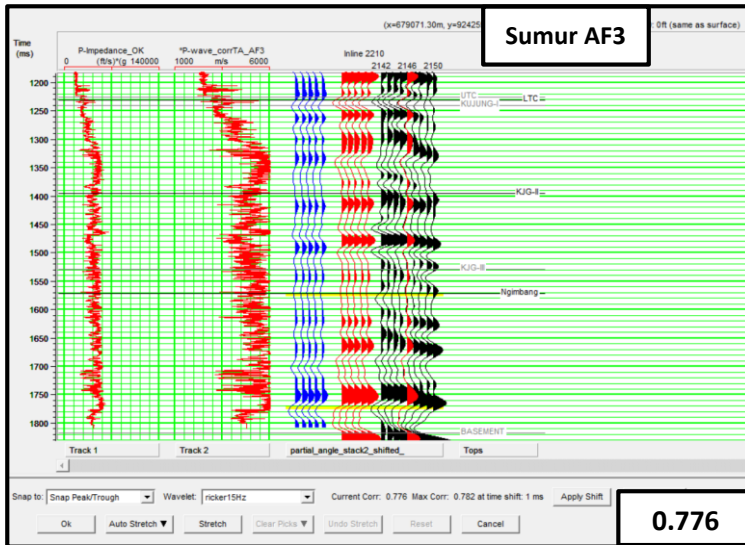
(b)

Gambar 3.16 (a) *Well Seismic Tie* pada Sumur AF2 untuk *near angle*, (b) untuk *far angle stack*.

Berdasarkan hasil *Well Seismic Tie* pada Sumur AF2 diatas, didapatkan korelasi yang baik, dengan nilai korelasi dapat mencapai mencapai 0.949. Selanjutnya proses pengikatan data sumur dengan seismik ini dilakukan pada Sumur AF3, dimana data seismik yang digunakan dirotasi sesuai dengan yang telah dilakukan pada Sumur AF2, dengan asumsi bahwa data seismik pada sumur yang berbeda seharusnya tidak memiliki perbedaan fasa yang cukup jauh. Berikut adalah hasil yang didapatkan dari *Well Seismic Tie* pada Sumur AF3.



(a)

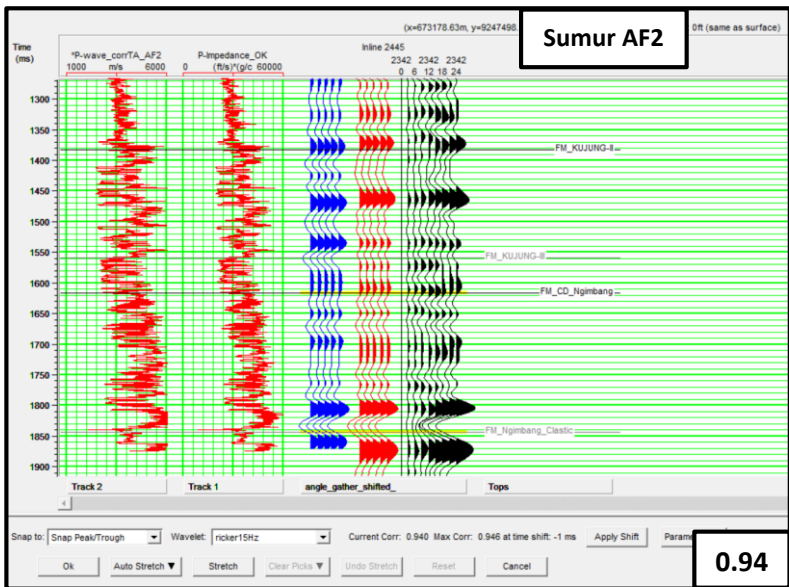


(b)

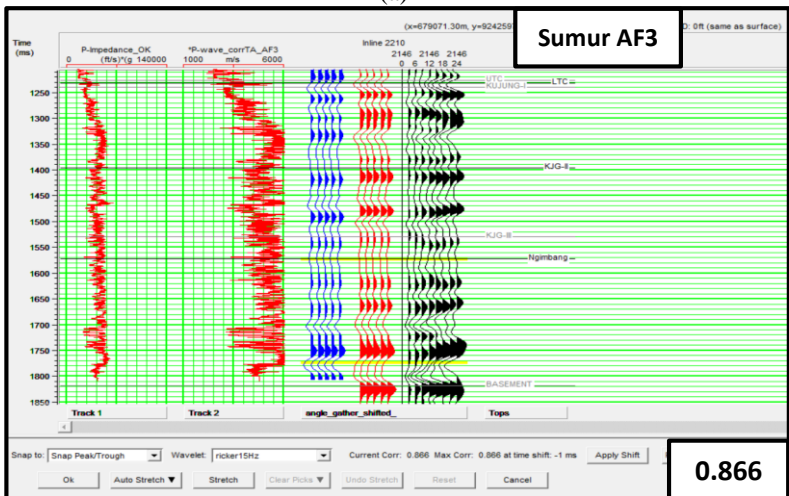
Gambar 3.17 Well Seismic Tie pada sumur AF3.

Hasil korelasi yang didapatkan pada Sumur AF3 pun dapat dikatakan cukup baik dimana nilai korelasi yang didapatkan diatas 0.7. Selanjutnya, dilakukan *Well Seismic Tie* untuk pengecekan pada data *angle gather*. Hal ini dilakukan karena data *angle gather* lah yang nantinya akan digunakan pada saat proses pembuatan model sampai ke inversi.

Proses yang dilakukan sama dengan ketika melakukan *Well Seismic Tie* terhadap data *partial angle stack*, yaitu dengan mencari kecocokan fasa antara seismik sintetik dari *wavelet* dengan data asli. Didapatkan hasil rotasi data seismik pada *angle gather* sebesar 36 derajat, untuk semua sumur. Berikut adalah hasil *Well Seismic Tie* yang didapatkan.



(a)



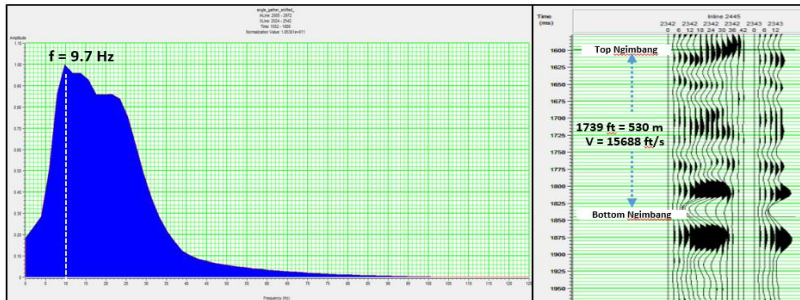
(b)

Gambar 3.18 (a) *Well Seismic Tie* pada Sumur AF2, (b) pada Sumur AF3.

Pada proses *Well Seismic Tie* diatas, rotasi fasa yang dilakukan memang berbeda dari data *partial angle stack*. Namun, dengan asumsi bahwa data tersebut sudah pada *zero phase*, dengan melakukan pendekatan dengan *wavelet* yang sama pada saat *Well Tie* menggunakan data *partial angle stack*, dan tanpa harus dilakukan *stretching/shifting*, maka korelasi antara sintetik dengan data asli seharusnya sudah sangat baik. Asumsi tersebut dibuktikan dengan nilai korelasi yang relatif tinggi pada kedua sumur, terlihat pada Gambar 4.16(a) & (b). Dengan demikian, data seismik telah dianggap memiliki fasa mendekati nol atau bahkan nol, dimana itu berarti tahap selanjutnya yaitu melakukan pembuatan model untuk inversi dapat dilakukan

3.7. Analisa Resolusi Data Seismik

Batas ketebalan vertikal dari resolusi data seismik atau *tuning thickness* dapat dihitung dengan mengalikan panjang gelombang (λ) dengan $1/8$ yang merupakan nilai *limit of detectibility* dan $1/4$ yaitu nilai *limit of visibility*. Panjang gelombang dapat dihitung dengan mencari nilai rata-rata cepat rambat gelombang pada selang suatu formasi lalu dibagi dengan frekuensi dominan data seismik pada formasi tersebut. Didapatkan kecepatan gelombang P rata-rata pada formasi Ngimbang adalah 15688 ft/s dan frekuensi dominannya 9.7 Hz. Maka $1/4\lambda$ adalah 404.33 feet atau setara 123 meter sedangkan $1/8 \lambda$ adalah 202.16 feet, setara dengan 61 meter. Ketebalan rata-rata formasi Ngimbang dari dua sumur diketahui mencapai 1739 feet atau setara kurang lebih 530 meter. Dengan demikian Formasi Ngimbang sebagai target dalam penelitian ini dapat terdeteksi oleh gelombang seismik karena ketebalannya lebih dari $1/8\lambda$ dan masih diatas batas resolusi seismik karena ketebalannya lebih dari $1/4\lambda$.



$$1/4\lambda = 1/4 (V/f)$$

$$\rightarrow (V/f) = 15688/9.7 = 1617 \text{ ft}$$

$$\rightarrow 1/4\lambda = 1/4(1617) = 404.33 \text{ ft} = 123 \text{ m}$$

$$(123 \text{ m} < 530 \text{ m})$$

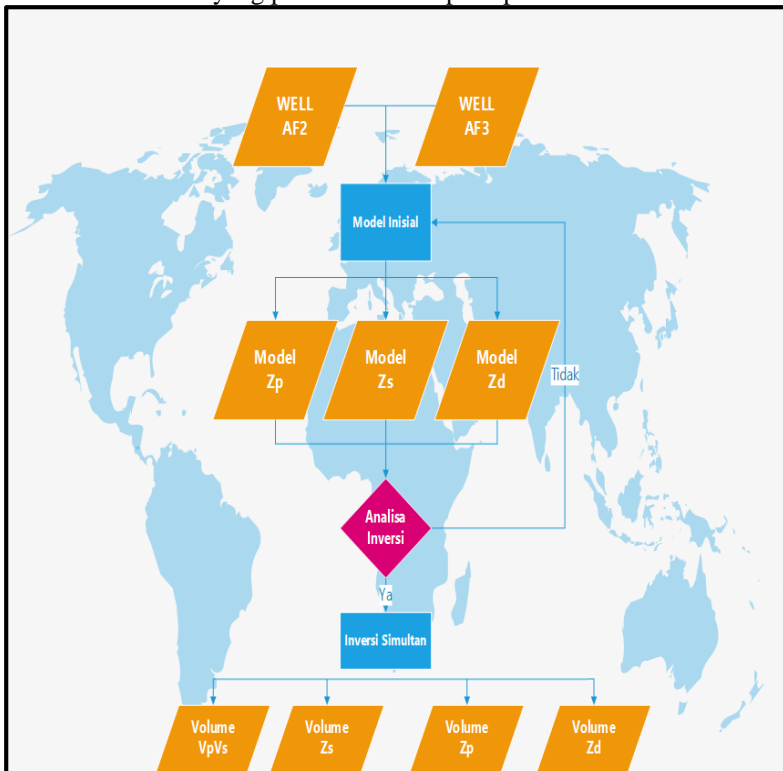
Gambar 3.19 Analisa *tuning thickness*.

3.8. Model Inisial

Pembuatan model inisial dilakukan sebelum mulai ke tahap inversi. Dalam metoda seismik inversi, perlu dibuatnya model awal atau model geologi. Model ini merupakan model *low frequency* yang diperlukan dalam proses inversi. Suatu model geologi dibuat dengan menggunakan data sumur dan data *horizon*. Terdapat beberapa hal yang mempengaruhi kualitas dari model awal dan yang terpenting adalah data sumur yang telah dilakukan proses *Well seismic tie*, *wavelet*, dan data *horizon*, dimana pada penelitian ini data *horizon* dilakukan smoothing agar model yang didapatkan lebih baik.

Data sumur digunakan sebagai acuan nilai impedansi, baik untuk impedansi gelombang-P (Z_p), impedansi gelombang-S (Z_s) maupun densitas (D_n), yang dihitung dari nilai log kecepatan gelombang-P (V_p), log kecepatan gelombang-S (V_s) dan densitas (ρ). Sedangkan data *horizon* digunakan sebagai model *reference* dalam melakukan interpolasi nilai impedansi gelombang-P dan impedansi gelombang-S untuk seluruh volume seismik.

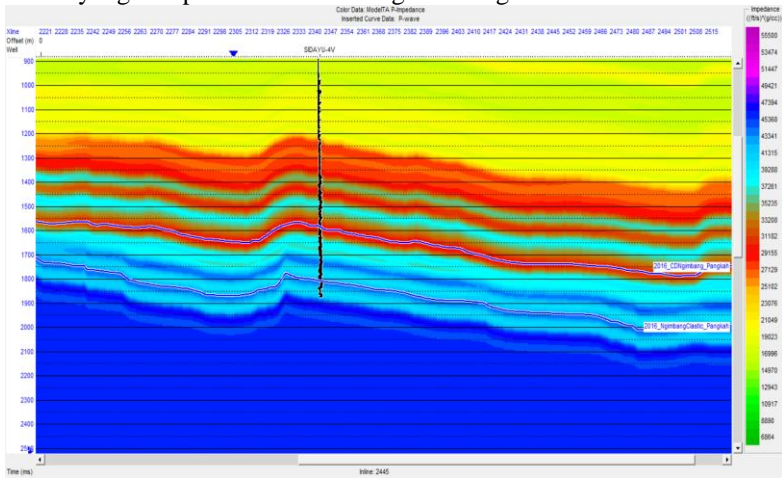
Dalam inversi simultan kita membutuhkan model *pre-stack* atau model AI, SI dan ρ sebagai model awal untuk Z_p , Z_s , dan Z_d yang akan dihasilkan pada metode simultan. Pada penelitian ini, pembuatan model inisial dilakukan langsung sekaligus di semua sumur, artinya pada saat inversi pun juga dilakukan inversi pada daerah sekaligus di sekitar dua sumur, dengan target Formasi Ngimbang, untuk mendapatkan informasi kemenerusan secara lateral yang lebih baik daripada dilakukan inversi satu persatu. Berikut merupakan alur dalam pengerjaan inversi simultan secara keseluruhan yang penulis lakukan pada penelitian ini.



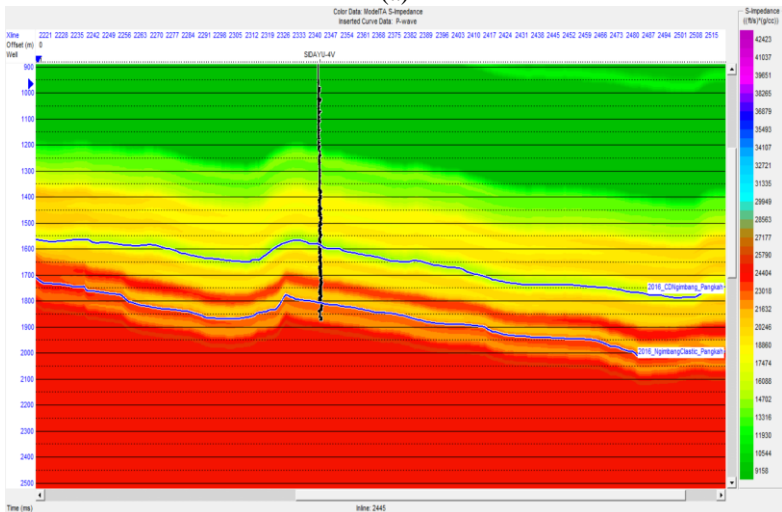
Gambar 3.20 Alur pengerjaan Inversi Simultan pada penelitian ini.

Pembuatan model dilakukan dengan model *Pre-stack*, dimana hal tersebut dikarenakan inversi yang akan dilakukan adalah inversi *Pre-Stack*. Kemudian dilakukan dengan data sumur hasil *Well Seismic Tie*,

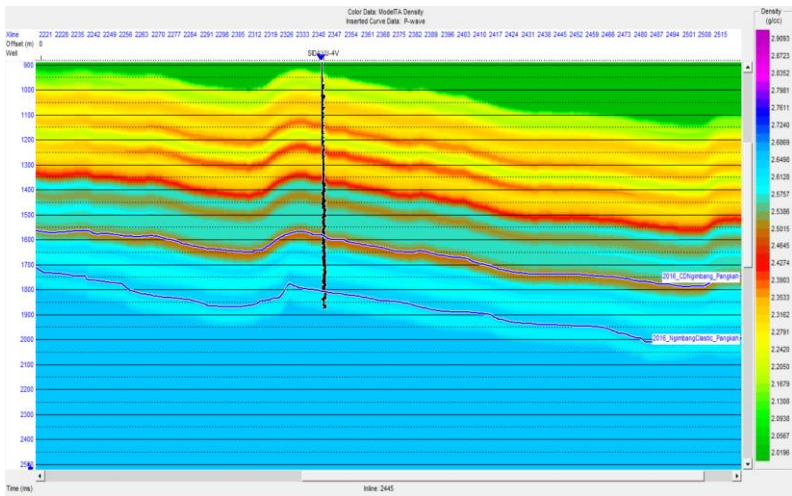
untuk mendapatkan model P-Impedance, S-Impedance dan Densitas. Gambar 3.21 (a), (b) & (c) serta 3.22 (a), (b) & (c) berikut adalah tiga model yang didapatkan untuk masing – masing sumur.



(a)

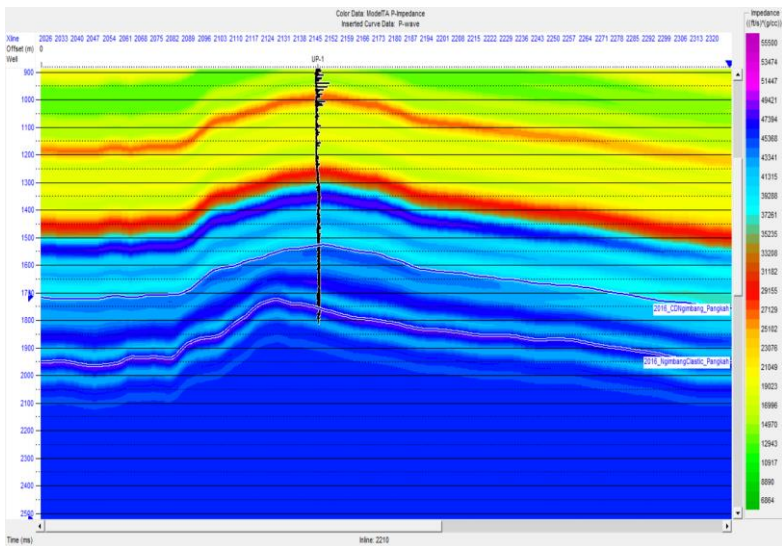


(b)

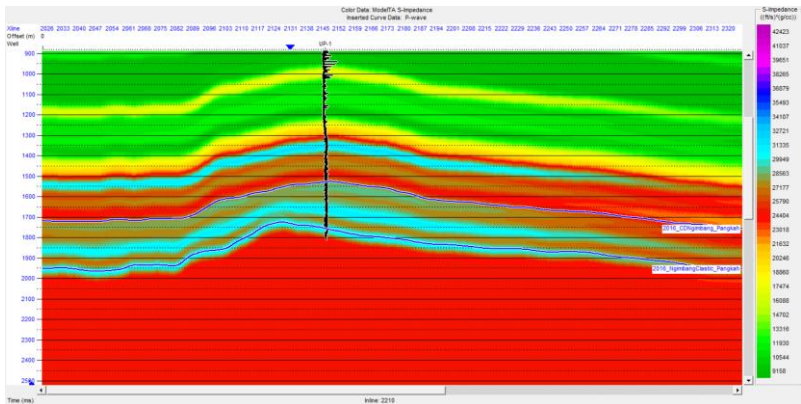


(c)

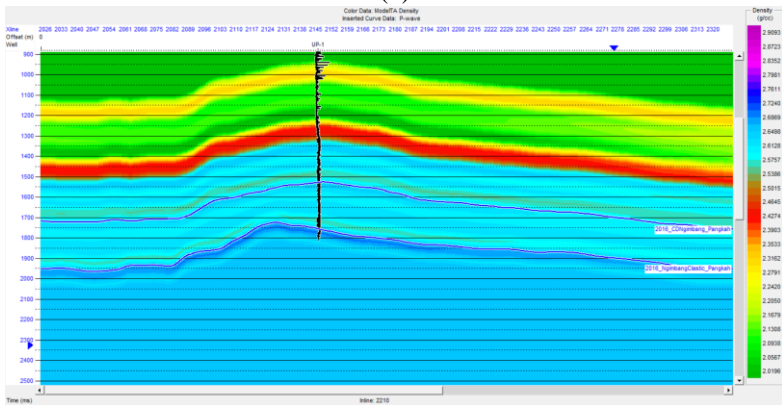
Gambar 3.21 (a) Model Z_p , (b) Model Z_s dan (c) Model Z_d pada Sumur AF2.



(a)



(b)



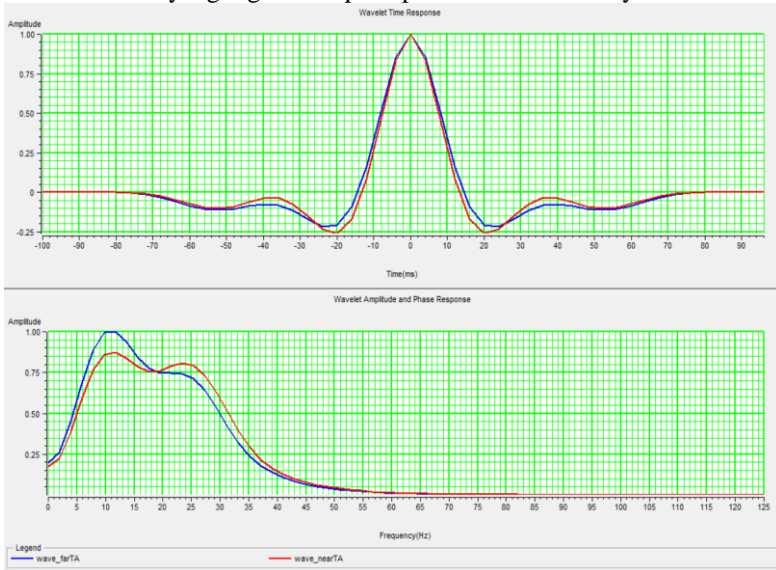
(c)

Gambar 3.22 (a) Model Z_p , (b) Model Z_s dan (c) Model Z_d pada Sumur AF3.

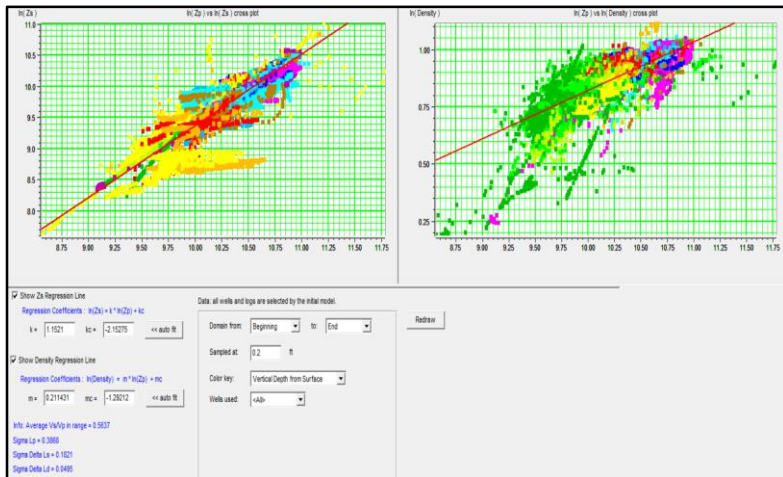
3.9. Analisa Inversi (*Pre-Inversion Analysis*)

Setelah mendapatkan model awal dari Z_p , Z_s , dan ZD selanjutnya dilakukan analisa *pre-inversion* untuk memperoleh parameter inversi simultan, yakni koefisien regresi hubungan antara Z_p , Z_s , dan ZD . Koefisien tersebut diperoleh dengan melakukan crossplot $\ln(Z_p)$ vs $\ln(Z_s)$ dan $\ln(Z_p)$ vs $\ln(ZD)$. Pada analisis Inversi ini digunakan digunakan *wavelet* yang sama ketika nanti dilakukan inversi. Dengan menggunakan dua buah *wavelet*, yaitu *wavelet near* dan *far* yang

diekstrak ketika akan melakukan *Well Seismic Tie* sebelumnya. Berikut adalah *wavelet* yang digunakan pada proses inversi nantinya.

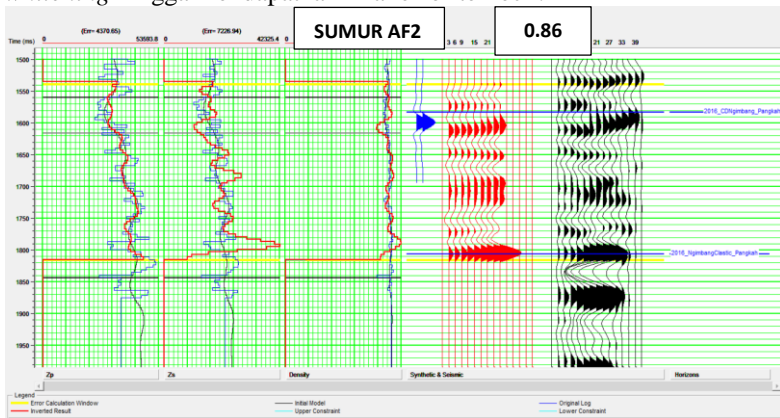


Gambar 3.23 *Wavelet* yang digunakan pada tahap inversi.

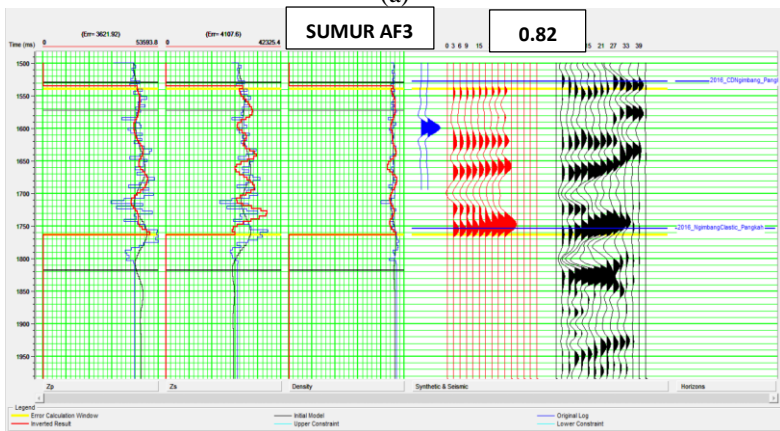


Gambar 3.24 Crossplot antara $\ln(Z_p)$, $\ln(Z_s)$ dan $\ln(Z_d)$.

Pada crossplot Gambar 3.24 tersebut, didapatkan konstanta untuk nilai $k = 1.1521$ dan $kc = -2.15275$ sedangkan $m = 0.211431$ dan $mc = -1.29212$. Setelah parameter-parameter tersebut didapatkan, maka dilakukan *pre-analysis inversion* dengan memasukkan data *angle gather near* dan *far* beserta *waveletnya*. Selain itu perlu dimasukkan pula data *horizon* dan model awal. Penulis menggunakan iterasi sejumlah lima puluh kali dan *inversion windows* antara *Horizon CD Ngimbang* dan *Ngimbang Clastic*. Penulis juga mengubah nilai skalar dan *pre-whitening* hingga mendapatkan nilai error terkecil.



(a)

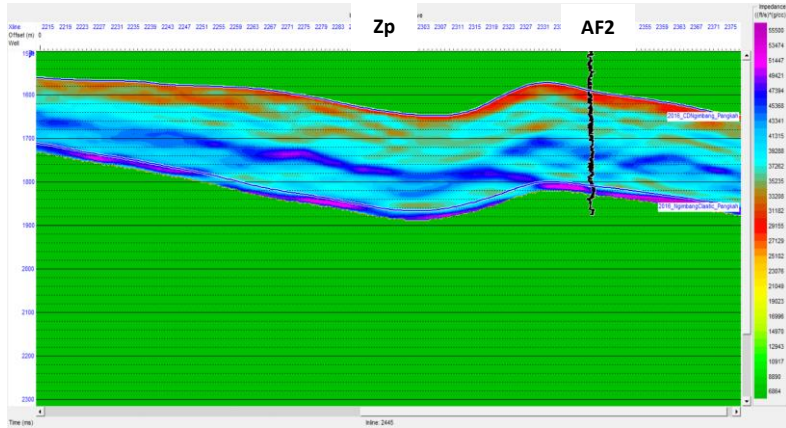


(b)

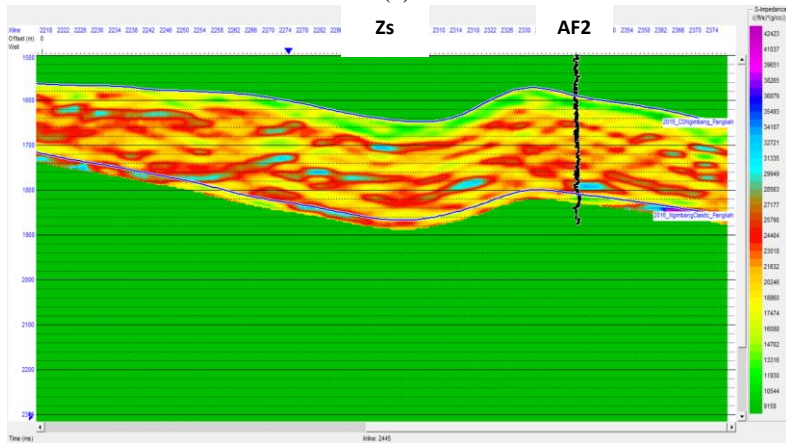
Gambar 3.25 (a) Analisa Inversi pada Sumur AF2, (b) pada Sumur AF3.

3.10. Inversi Simultan

Selanjutnya adalah dilakukan Inversi Simultan. Proses Inversi Simultan menggunakan data *angle gather*, dengan *wavelet* yang sudah dijelaskan dibagian sebelumnya, dan dilakukan pada *time window* 1500 – 2500 ms dimana agar inversi dapat terfokuskan pada zona target saja, yaitu Formasi Ngimbang. Inversi dilakukan sekaligus pada daerah disekitar dua sumur. Berikut adalah *output* yang dihasilkan dari Inversi Simultan.

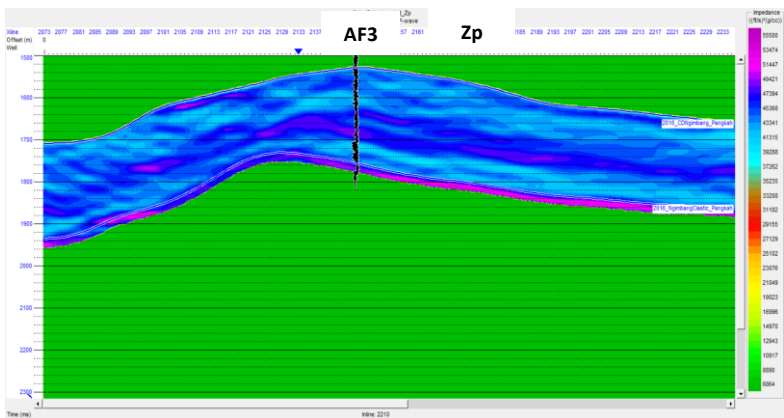


(a)



(b)

Gambar 3.26 (a) Volume Z_p dan (b) Volume Z_s pada Sumur AF2.



Gambar 3.27 Volume Z_p pada Sumur AF3.

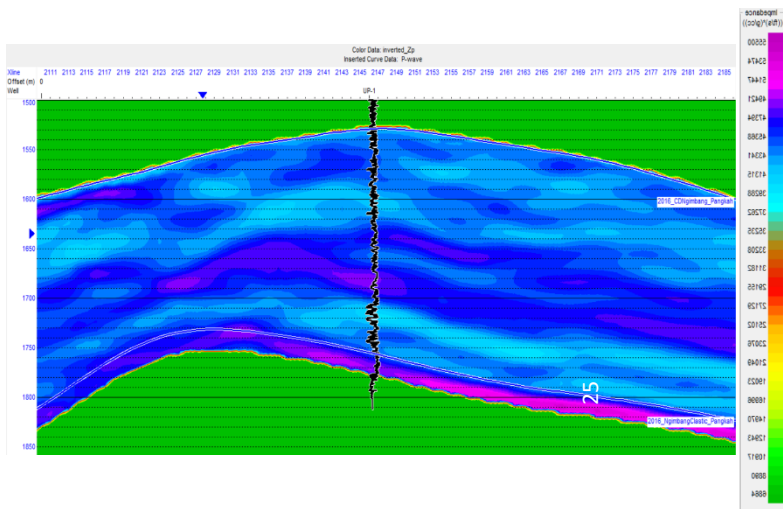
HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1. Analisa Crossplot

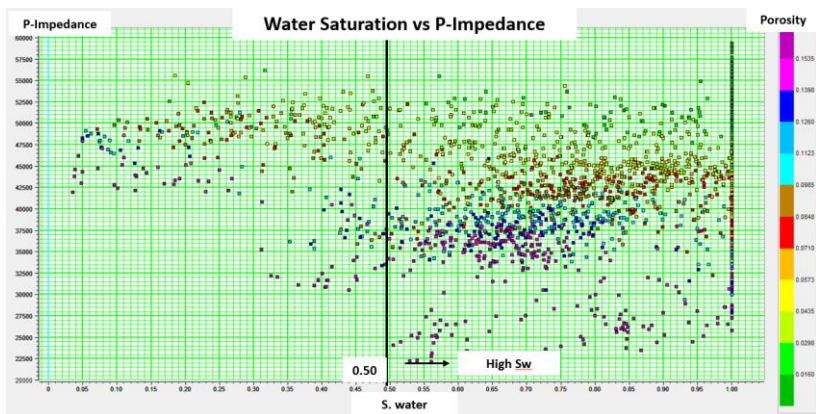
4.1.1 Sumur AF3

Pada bagian analisa sensitivitas, telah dijelaskan bahwa pada sumur AF3, tidak dilakukan interpretasi pada volum inversi Impedansi S, dikarenakan data S-wave yang bukan merupakan data log asli. Interpretasi pada sumur AF3 dilakukan hanya pada volum Impedansi P, untuk mengidentifikasi zona target.



Gambar 4.1 Volum Impedansi P pada sumur AF3.

Berdasarkan hasil inversi Impedansi P diatas, tidak ditemukan adanya zona target, dimana tidak terdapat anomali nilai Impedansi rendah dan tinggi. Nilai Impedansi seluruhnya berada pada kisaran yang tinggi, yaitu antara 40543 – 48976 (ft/s)*(gr/cc). Olehkarena itu dilakukan analisa crossplot dengan memanfaatkan parameter Saturasi air dan porositas untuk memastikan kandungan fluida untuk zona dengan porositas tinggi (>10 %).

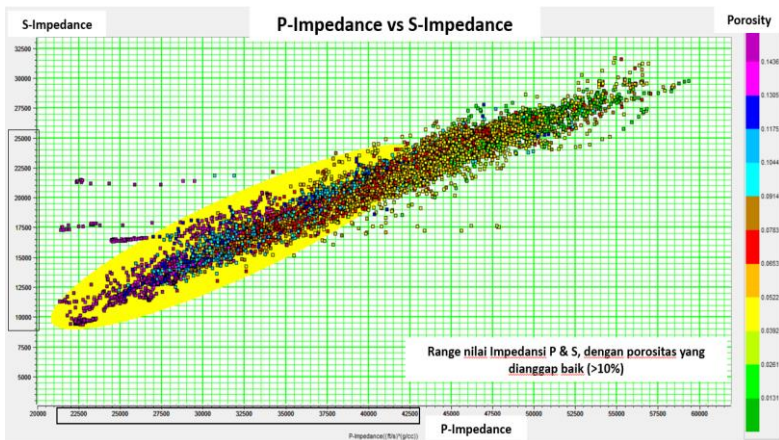


Gambar 4.2 Crossplot Saturasi air dengan Impedansi P pada AF3.

Berdasarkan hasil analisa crossplot dengan memanfaatkan saturasi air untuk menduga kandungan fluida pada sumur AF3, menyimpulkan bahwa zona dengan nilai porositas tinggi ($>10\%$) relatif memiliki nilai Saturasi air yang tinggi, relatif diatas 0.5 dari skala 0 – 1. Mempertimbangkan dua faktor diatas, yaitu hasil inversi yang tidak menunjukkan adanya anomali nilai Impedansi tinggi dan rendah, lalu dilihat dari hasil crossplot menggunakan saturasi air untuk melihat dugaan kandungan fluida, dimana akan berpengaruh pada penentuan zona target, didapatkan kesimpulan bahwa tidak ditemukan adanya zona yang diduga sebagai zona hidrokarbon.

4.1.2 Sumur AF2

Interpretasi pada sumur AF2 dilakukan pada volum inversi Impedansi P dan Impedansi S, dengan melakukan analisa mengenai persebaran zona target pada peta slicing dari kedua parameter tersebut. Zona target disini diasumsikan sebagai zona karbonat dengan nilai porositas yang baik ($>10\%$). Berikut merupakan analisa crossplot untuk menentukan nilai parameter Impedansi P dan Impedansi S dari zona target.



Gambar 4. 3 Analisa crossplot untuk menentukan parameter Impedansi P dan Impedansi S dari zona target pada AF2.

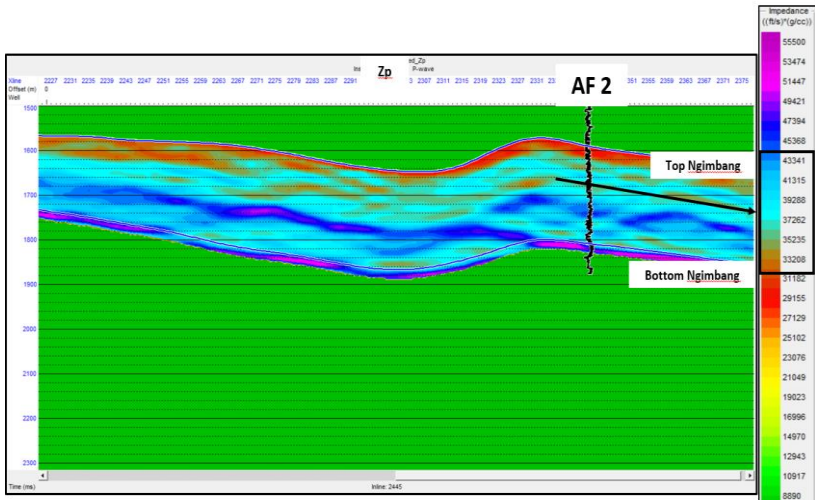
Parameter Impedansi P dan Impedansi S pada zona target di sumur AF2 menunjukkan nilai yang relatif rendah, dengan nilai Impedansi P antara 22500 – 43000 (ft/s)*(gr/cc) dan Impedansi S 9000 – 24500 (ft/s)*(gr/cc). Kisaran nilai tersebut sangat penting karena dapat menjadi referensi ketika menentukan nilai zona target pada volum inversi Impedansi P dan Impedansi S.

4.2. Analisa Hasil Inversi Simultan

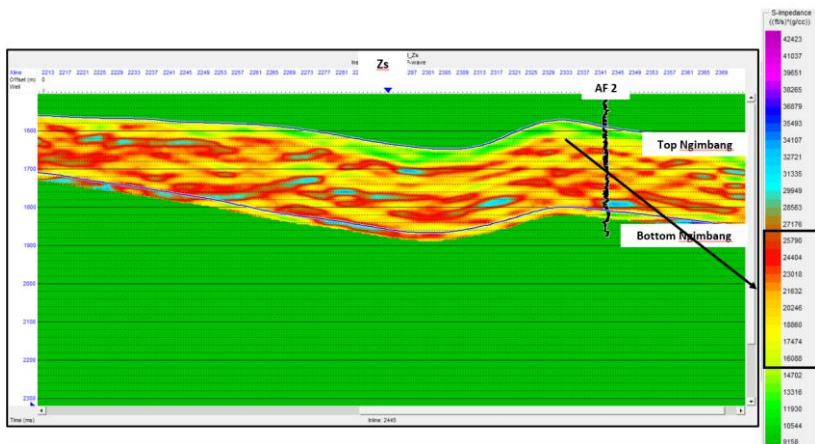
Interpretasi hasil inversi simultan dilakukan pada Sumur AF2 saja, interpretasi pada Sumur AF3 tidak dilakukan karena mempertimbangkan dua faktor, yang pertama adalah hasil inversi simultan kurang dapat dipercaya karena tidak menggunakan data S-wave asli, lalu, berdasarkan hasil analisa kandungan fluida dengan memanfaatkan log saturasi air dan porositas, tidak ditemukan zona terindikasi hidrokarbon, dan didukung dengan penampang Z_p hasil inversi bahwa nilai Impedansi tidak menunjukkan adanya anomali impedansi, sehingga dapat disimpulkan bahwa pada Formasi Ngimbang untuk Sumur AF3 tidak ditemukan zona prospek.

Selanjutnya dianalisa hasil inversi Impedansi P dan Impedansi S pada sumur AF2, kemudian setelah daerah zona target ditentukan

berdasarkan anomali Impedansi rendah, dilakukan slicing pada *reservoir level*, untuk melihat persebaran zona target secara lateral. Berikut merupakan analisa zona target pada volume inversi.

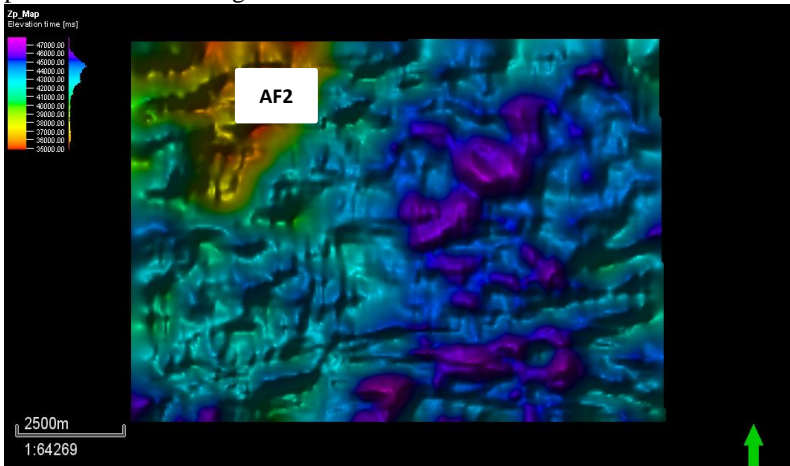


Gambar 4. 4 Zona pada volume Impedansi P yang diduga sebagai reservoir pada Formasi Ngimbang.



Gambar 4. 5 Zona pada volume Impedansi S yang diduga sebagai reservoir pada Formasi Ngimbang.

Berdasarkan analisa dengan melihat anomali nilai Impedansi rendah pada parameter Impedansi P dan Impedansi S, didapatkan bahwa kisaran nilai Impedansi P antara 33208 – 43341 (ft/s)*(gr/cc) dan Impedansi S antara 16088 – 25790 (ft/s)*(gr/cc) adalah merupakan zona target dengan nilai porositas yang tinggi yaitu diatas 10%, dengan begitu dilakukan *slicing* pada daerah *reservoir level* untuk mengetahui persebaran daerah target.

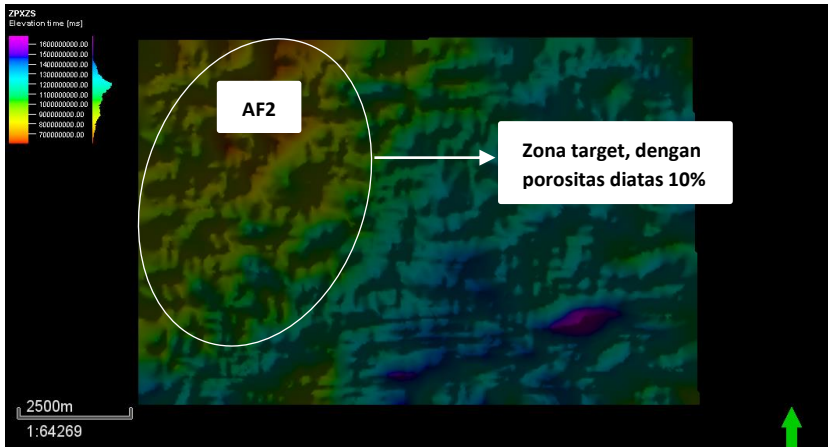


Gambar 4.6 Slice Map zona target pada Impedansi P.



Gambar 4.7 Slice Map zona target pada Impedansi S.

Setelah membandingkan kedua peta slicing tersebut, didapatkan bahwa zona target berada pada Impedansi rendah, persebaran zona target dapat dilihat lebih baik dengan melakukan perkalian antara kedua peta diatas. Tujuannya untuk menunjukkan kontras yang lebih tinggi antara Impedansi tinggi dan rendah, dengan begitu daerah zona target akan lebih terpetakan dengan lebih baik.



Gambar 4. 8 Slice Map perkalian Impedansi P dan Impedansi S pada zona target.

Berdasarkan peta slicing perkalian antara Impedansi P dan Impedansi S diatas, didapatkan daerah zona target berada pada sumur AF2 dengan persebarannya relatif berada pada barat laut. Perlu dicatat bahwa tujuan pada penelitian ini hanya sebatas untuk mengetahui lokasi persebaran dari zona yang diduga sebagai reservoir karbonat pada Formasi Ngimbang dimana pada lokasi tersebut kemungkinan hidrokarbon dapat ditemukan, sehingga untuk mendapatkan informasi seperti kandungan fluida hingga lingkungan pengendapannya, perlu dilakukan analisa lebih lanjut.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Kesimpulan yang didapat dari penelitian ini antara lain.

1. Pada sumur AF3 tidak didapatkan zona yang terindikasi hidrokarbon berdasarkan hasil inversi dan didukung dengan analisa fluida menggunakan informasi saturasi air, dimana pada porositas tinggi memiliki saturasi air tinggi (> 0.5).
2. Pada sumur AF2 Inversi Simultan dapat menentukan parameter zona yang diduga sebagai reservoir karbonat pada daerah penelitian, dengan nilai Impedansi P antara 33208 – 43341 (ft/s)*(gr/cc) dan nilai Impedansi S antara 16088 – 25790 (ft/s)*(gr/cc), dimana zona prospek tersebut memiliki porositas yang baik ($> 10 \%$).

5.2. Saran

Saran yang dapat diberikan berdasarkan hasil dan kesimpulan untuk membangun hipotesa-hipotesa selanjutnya antara lain.

1. Diperlukan sumur tambahan dengan informasi gelombang S asli, agar interpretasi dapat dilakukan dengan lebih baik.
2. Perlu dilakukan analisa geologi untuk interpretasi yang lebih valid.
3. Perlu dilakukan analisa inversi dengan membuat parameter yang lebih sensitif untuk menganalisa fluida seperti *lambda-mu rho* (LMR) dan *Elastic Impedance* (EI).

HALAMAN INI SENGAJA DIKOSONGKAN

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, Agus. 2007. "Ensiklopedi Seismik".
ensiklopediseismik.blogspot.com. Diakses pada hari Selasa, 9
Agustus 2016, Pukul 10:21 WIB.
- Friadi Sinaga, Jan. 2011. "Pemetaan Litologi Batupasir pada Lapangan
"X" Cekungan Sumatera Selatan dengan Seismik Inversi Simultan".
Thesis. Institut Teknologi Sepuluh Nopember. Surabaya.
- Najmiah Tullailah, Nur. 2014. "Karakterisasi Reservoir Karbonat
Menggunakan Analisis Seismik Atribut dan Inversi Impedansi
Akustik (AI) pada Formasi Kais, Lapangan "NNT", Cekungan
Salawati, Papua". Skripsi Universitas Hasanuddin. Makassar.
- Pringgoprawiro, H. 1983. "Biostratigrafi dan Paleogeografi Cekungan
Jawa Timur Utara: Suatu Pendekatan Baru". Institut Teknologi
Bandung. Bandung.
- Razi, Muhammad. 2007. "Aplikasi Metoda Seismik Inversi Simultan
untuk Mengetahui Penyebaran Reservoir Batupasir – A3 pada
Lapangan "X" Cekungan Sumatera Selatan". Skripsi. Institut
Teknologi Bandung. Bandung.
- Russel, B. 2007. "The Old and the New in Seismic Inversion". *The 2006
– 2007 Canadian Society of Exploration Geophysicist
(CSEG)\Distinguished Lecture*. Canada.
- Russel, B., Hampson, D. 2007. "Seminar on Pre-stack Inversion".
Software Hampson Russell. Calgary.
- Russel, B., Hampson, D. 2006. "AVO Theory". *Software Hampson
Russell*. Calgary.

- Russel, B., Hampson, D. 2006. "Strata Theory". *Software Hampson Russel*. Calgary.
- Samosir Maribun, Sondang. 2010. "Pemetaan Batupasir Talang Akar dengan Menggunakan Metoda Inversi Simultan di Lapangan "GETI", Cekungan Sumatera Selatan". Skripsi. Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Situmeang, Margaretha. 2012. "Karakterisasi Reservoar Karbonat Menggunakan Inversi Sparse Spike di Lapangan "Panda" Formasi Kais Cekungan Salawati, Papua". Skripsi. Universitas Pembangunan Yogyakarta. Yogyakarta.
- Sukmono, Sigit. 2002. "Interpretasi Seismik Refleksi". Buku Diktat. Institut Teknologi Bandung. Bandung.

PROFIL PENULIS



Muhammad Afif Afianto dilahirkan di Jakarta 19 Agustus 1994 dari pasangan Bapak Agus Santoso dan Ibu Evy Hertinvyana. Penulis merupakan anak pertama dari dua bersaudara. Pendidikan formal penulis dimulai di TK RA Amanah (1999-2000), kemudian dilanjutkan di SD Madrasah Pembangunan UIN Jakarta hingga tahun 2006. Pada tahun 2006 sampai 2009 melanjutkan pendidikan di Madrasah Tsanawiyah Pembangunan UIN Jakarta. Pendidikan menengah atas ditempuh di Madrasah Aliyah Pembangunan UIN Jakarta. Setelah lulus SMA pada tahun 2012, penulis melanjutkan pendidikan di Jurusan Teknik Geofisika, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya. Selama menjadi mahasiswa di ITS, penulis aktif dalam kegiatan organisasi, diantaranya menjadi anggota aktif Society of Petroleum Engineer Student Chapter ITS (SPE SC ITS) periode 2013/2014, Ketua Divisi Hubungan Luar Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika (HMTG ITS) periode 2014/2015, Ketua Divisi Eksternal Society of Exploration Geophysicist Student Chapter ITS (SEG SC ITS) periode 2015/2016. Selain itu, penulis juga beberapa kali menjadi panitia, seperti sie. acara PETROLIDA SPE SC ITS 2013, sie. perlengkapan PETROLIDA SPE SC ITS 2014, acara kuliah tamu SEG SC ITS 2015 sebagai sie. Perlengkapan, acara kuliah tamu SEG SC ITS 2015 sebagai sie. Konsumsi. Selain itu, penulis juga memiliki pengalaman kerja praktik di BOB Pertamina – PT. Bumi Siak Pusako dalam menginterpretasi data seismik. Jika ingin berdiskusi lebih jauh mengenai tugas akhir penulis, dapat menghubungi penulis di alamat: afifafian@gmail.com.